

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
ВЛАДИВОСТОКСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
КАФЕДРА ТРАНСПОРТНЫХ ПРОЦЕССОВ И ТЕХНОЛОГИЙ

Рабочая программа дисциплины (модуля)
ТРАНСПОРТНАЯ ИНФРАСТРУКТУРА НЕФТИ И ГАЗА

Направление и направленность (профиль)
21.03.01 Нефтегазовое дело. Нефтегазовое дело

Год набора на ОПОП
2024

Форма обучения
очная

Владивосток 2024

Рабочая программа дисциплины (модуля) «Транспортная инфраструктура нефти и газа» составлена в соответствии с требованиями ФГОС ВО по направлению подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело (утв. приказом Минобрнауки России от 09.02.2018г. №96) и Порядком организации и осуществления образовательной деятельности по образовательным программам высшего образования – программам бакалавриата, программам специалитета, программам магистратуры (утв. приказом Минобрнауки России от 06.04.2021 г. N245).

Составитель(и):

*Городников О.А., старший преподаватель, Кафедра нефтегазового дела,
Gorodnikov.O@vvsu.ru*

Утверждена на заседании кафедры транспортных процессов и технологий от 21.05.2024, протокол № 6

СОГЛАСОВАНО:

Заведующий кафедрой (разработчика)

Кузнецов П.А.

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ	
Сертификат	1576663924
Номер транзакции	0000000000BDDF18
Владелец	Кузнецов П.А.

1 Цель, планируемые результаты обучения по дисциплине (модулю)

Целью освоения дисциплины «Транспортная инфраструктура нефти и газа» является изучение видов магистральных трубопроводов, их состава, структуры и назначения.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- ознакомиться с состоянием и перспективами развития трубопроводного транспорта в России;

- ознакомиться с видами магистральных трубопроводов, их составами и назначением;

- провести изучение и анализ способов и параметров транспорта различных по составу сред.

Планируемыми результатами обучения по дисциплине (модулю), являются знания, умения, навыки. Перечень планируемых результатов обучения по дисциплине (модулю), соотнесенных с планируемыми результатами освоения образовательной программы, представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Компетенции, формируемые в результате изучения дисциплины (модуля)

Название ОПОП ВО, сокращенное	Код и формулировка компетенции	Код и формулировка индикатора достижения компетенции	Результаты обучения по дисциплине		
			Код результата	Формулировка результата	
21.03.01 «Нефтегазовое дело» (Б-НД)	ОПК-3: Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента	ОПК-3.1к: использует проектный инструментарий для планирования и организации профессиональной деятельности на основе стандартов управления проектами	РД1	Знание	проектного инструментария для планирования и организации деятельности в области транспортной инфраструктуры нефти и газа
			РД2	Умение	применять проектный инструментарий для планирования и организации деятельности в области транспортной инфраструктуры нефти и газа
			РД3	Навык	практического применения проектного инструментария для планирования и организации деятельности в области транспортной инфраструктуры нефти и газа

2 Место дисциплины (модуля) в структуре ОПОП

Дисциплина «Транспортная инфраструктура нефти и газа» входит в структуру базовой части учебного плана направления 21.03.01 Нефтегазовое дело.

3. Объем дисциплины (модуля)

Объем дисциплины (модуля) в зачетных единицах с указанием количества академических часов, выделенных на контактную работу с обучающимися (по видам учебных занятий) и на самостоятельную работу, приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Общая трудоемкость дисциплины

Название ОПОП ВО	Форма обучения	Часть УП	Семестр (ОФО) или курс (ЗФО, ОЗФО)	Трудо-емкость	Объем контактной работы (час)					СРС	Форма аттес-тации	
					(З.Е.)	Всего	Аудиторная					Внеауди-торная
				лек.			прак.	лаб.	ПА			КСР
21.03.01 Нефтегазовое дело	ОФО	Б1.Б	6	5	55	36	18	0	1	0	125	Э

4 Структура и содержание дисциплины (модуля)

4.1 Структура дисциплины (модуля) для ОФО

Тематический план, отражающий содержание дисциплины (перечень разделов и тем), структурированное по видам учебных занятий с указанием их объемов в соответствии с учебным планом, приведен в таблице 3.1

Таблица 3.1 – Разделы дисциплины (модуля), виды учебной деятельности и формы текущего контроля для ОФО

№	Название темы	Код результата обучения	Кол-во часов, отведенное на				Форма текущего контроля
			Лек	Практ	Лаб	СРС	
1	Раздел 1	РД1, РД2, РД3	10	4	0	34	Практические задания, собеседование
2	Раздел 2	РД1, РД2, РД3	12	6	0	41	Практические задания, собеседование
3	Раздел 3	РД1, РД2, РД3	14	8	0	50	Практические задания, собеседование
Итого по таблице			36	18	0	125	

4.2 Содержание разделов и тем дисциплины (модуля) для ОФО

Раздел 1.

Содержание темы: Тема 1. Состояние и перспективы развития трубопроводного транспорта в России. История трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и природного газа. Современное состояние трубопроводного транспорта углеводородов. Перспективы развития трубопроводного транспорта в России. Тема 2. Порядок проектирования и механический расчет магистральных трубопроводов. Порядок проектирования трубопроводов. Определение толщины стенки трубопровода. Уточнение толщины стенки трубопроводов. Уточнение толщины стенки трубы на отдельных участках магистрального трубопровода. Проверка прочности и устойчивости подземных трубопроводов. Расчет устойчивости трубопроводов против всплытия. Тема 3. Трубопроводный транспорт нефти. Классификация товарных нефтей. Классификация нефтепроводов. Основные объекты и сооружения магистрального нефтепровода. Системы перекачки. Основное оборудование нефтеперекачивающих станций. Рабочие характеристики насосных агрегатов и станций. Технологический расчет магистральных нефтепроводов. Исходные данные для технологического расчета. Основные этапы технологического расчета нефтепровода. Потери напора и гидравлический уклон в простом нефтепроводе. Трубопроводы с лупингами и вставками. Определение перевальной точки и расчетной длины нефтепровода. Характеристика нефтепровода. Уравнение баланса напоров. Определение числа перекачивающих станций. Расстановка перекачивающих станций по трассе нефтепровода. Расчет нефтепровода при заданном положении перекачивающих станций. Расчет коротких трубопроводов. Изменение подпора перед станциями при изменении вязкости перекачиваемой нефти. Регулирование режимов работы

нефтепровода. Режим работы нефтепроводов. Выбор рациональных режимов эксплуатации магистрального нефтепровода. Режим работы нефтепровода при отключении перекачивающих станций. Нефтепроводы со сбросами и подкачками. Нефтепровод со сбросом. Нефтепровод с подкачкой. Увеличение пропускной способности нефтепровода. Удвоение числа нефтеперекачивающих станций. Прокладка лупинга. .

Формы и методы проведения занятий по теме, применяемые образовательные технологии: Лекции, практические занятия.

Виды самостоятельной подготовки студентов по теме: Изучение конспекта лекций. Подготовка к практическим занятиям.

Раздел 2.

Содержание темы: Тема 4. Трубопроводный транспорт газа. Состав сооружений и классификация магистральных газопроводов. Основные физические свойства газов. Расход газа в газопроводе. Изменение давления по длине газопровода. Среднее давление в газопроводе. Изменение температуры газа по длине газопровода. Необходимость охлаждения газа на компрессорной станции. Влияние рельефа трассы на пропускную способность газопровода. Коэффициент гидравлического сопротивления. Коэффициент эффективности. Расчет сложных газопроводов. Типы и характеристики центробежных нагнетателей. Порядок технологического расчета магистрального газопровода. Аккумулирующая способность участка газопровода. Гидратообразование в газопроводах и борьба с ним. Увеличение производительности газопроводов. Эффективность перемычек при эксплуатации газопроводов. Тема 5. Последовательная перекачка нефтей и нефтепродуктов. Целесообразность осуществления последовательной перекачки. Структура современного нефтепродуктопровода. Особенности технологии последовательности перекачки. Механизм смесеобразования. Приближенная теория смесеобразования при последовательной перекачке. Влияние различных факторов на процесс смесеобразования и борьба с ним. Применение разделителей при последовательной перекачке. Контроль последовательной перекачки. Физико-химические показатели нефтепродуктов и их изменение при смешивании. Прием и реализация смеси на конечном пункте трубопровода. Определение числа перекачивающих станций при последовательной перекачке. Определение числа циклов последовательной перекачки. Определение необходимого объема резервуарной емкости. Расчет отвода от магистральной части нефтепродуктопровода. Изменение параметров работы трубопровода в период смены жидкостей. Согласование работы станций при последовательной перекачке. Тема 6. Перекачка высоковязких и высокозастывающих нефтей. Реологические свойства высоковязких и высокозастывающих нефтей. Особенности гидравлического расчета трубопроводов при изотермической перекачке неньютоновских жидкостей. Способы перекачки высоковязких и высокозастывающих нефтей. .

Формы и методы проведения занятий по теме, применяемые образовательные технологии: Лекции, практические занятия.

Виды самостоятельной подготовки студентов по теме: Изучение конспекта лекций. Подготовка к практическим занятиям.

Раздел 3.

Содержание темы: Тема 7. Техника, технология и расчет «горячей» перекачки высоковязких и высокозастывающих нефтей и нефтепродуктов. Оборудование насосных и тепловых станций. Изменение температуры по длине «горячих» трубопроводов при перекачке высоковязких и высокозастывающих нефтей. Режимы течения нефти в «горячих» трубопроводах. Потери напора и гидравлический уклон в «горячем» трубопроводе. Характеристика «горячего» трубопровода. Оптимальные параметры «горячих» трубопроводов. Определение числа и расстановка станций на «горячем» трубопроводе. Исходные данные и последовательность технологического расчета «горячего» трубопровода. Нестационарность режимов при эксплуатации «горячих» трубопроводов. Особые режимы «горячих» трубопроводов. Тема 8. Трубопроводный

транспорт нестабильных жидкостей. Область применения перекачки нестабильных жидкостей. Двухфазный транспорт жидкости и газа. Перекачка газонасыщенных нефтей. Трубопроводный транспорт нестабильного газового конденсата. Перекачка сжиженных углеводородных газов. Тема 9. Очистка полости магистральных трубопроводов. Очистка трубопроводов от отложений парафина. Удаление газовых и водяных скоплений из нефте- и нефтепродуктопроводов. Очистка полости газопроводов. Тема 10. Защита трубопроводов от перегрузок по давлению и коррозии. Причины возникновения перегрузок по давлению. Средства и методы защиты трубопровода от перегрузок по давлению. Классификация коррозионных процессов. Причины и механизмы коррозии трубопроводов. Защитные покрытия для трубопроводов. Катодная защита трубопроводов. Протекторная защита трубопроводов. Электродренажная защита трубопроводов. .

Формы и методы проведения занятий по теме, применяемые образовательные технологии: Лекции, практические занятия.

Виды самостоятельной подготовки студентов по теме: Изучение конспекта лекций. Подготовка к практическим занятиям.

5 Методические указания для обучающихся по изучению и реализации дисциплины (модуля)

5.1 Методические рекомендации обучающимся по изучению дисциплины и по обеспечению самостоятельной работы

В ходе изучения данного курса студент слушает лекции по основным темам, посещает практические занятия, занимается индивидуально. Практические занятия предполагают как индивидуальное, так и групповое выполнение поставленных задач, коллективное обсуждение полученных результатов.

Особое место в овладении данным курсом отводится самостоятельной работе по изучению литературы, электронных изданий, работе с библиотечными и поисковыми системами.

Начиная изучение дисциплины, студенту необходимо:

- ознакомиться с программой, изучить список рекомендуемой литературы;
- внимательно разобраться в структуре курса, в системе распределения учебного материала по видам занятий, формам контроля, чтобы иметь представление о курсе в целом;

5.2 Особенности организации обучения для лиц с ограниченными возможностями здоровья и инвалидов

При необходимости обучающимся из числа лиц с ограниченными возможностями здоровья и инвалидов (по заявлению обучающегося) предоставляется учебная информация в доступных формах с учетом их индивидуальных психофизических особенностей:

- для лиц с нарушениями зрения: в печатной форме увеличенным шрифтом; в форме электронного документа; индивидуальные консультации с привлечением тифлосурдопереводчика; индивидуальные задания, консультации и др.

- для лиц с нарушениями слуха: в печатной форме; в форме электронного документа; индивидуальные консультации с привлечением сурдопереводчика; индивидуальные задания, консультации и др.

- для лиц с нарушениями опорно-двигательного аппарата: в печатной форме; в форме электронного документа; индивидуальные задания, консультации и др.

6 Фонд оценочных средств для проведения текущего контроля и промежуточной аттестации обучающихся по дисциплине (модулю)

В соответствии с требованиями ФГОС ВО для аттестации обучающихся на соответствие их персональных достижений планируемым результатам обучения по дисциплине (модулю) созданы фонды оценочных средств. Типовые контрольные задания, методические материалы, определяющие процедуры оценивания знаний, умений и навыков, а также критерии и показатели, необходимые для оценки знаний, умений, навыков и характеризующие этапы формирования компетенций в процессе освоения образовательной программы, представлены в Приложении 1.

7 Учебно-методическое и информационное обеспечение дисциплины (модуля)

7.1 Основная литература

1. Напханенко, И. П. Правовое обеспечение транспортной безопасности на объектах транспортной инфраструктуры и транспортных средствах : учебное пособие для вузов / И. П. Напханенко, А. В. Федоров, Е. Г. Донченко ; под общей редакцией И. П. Напханенко. — Москва : Издательство Юрайт, 2022. — 83 с. — (Высшее образование). — ISBN 978-5-534-12391-3. — Текст : электронный // Образовательная платформа Юрайт [сайт]. — URL: <https://urait.ru/bcode/496201> (дата обращения: 22.07.2024).

2. Транспортная инфраструктура : учебное пособие / Е. В. Фомин, Е. С. Воеводин, А. С. Кашура [и др.]. — Красноярск : СФУ, 2020. — 104 с. — ISBN 978-5-7638-4307-1. — Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/181618> (дата обращения: 18.07.2024). — Режим доступа: для авториз. пользователей.

3. Щелоков, С. В. Производственно-техническая инфраструктура транспортного предприятия : учебно-методическое пособие / С. В. Щелоков, М. В. Ляшенко. — Новосибирск : СГУПС, 2020. — 83 с. — ISBN 978-5-00148-121-8. — Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/164607> (дата обращения: 18.07.2024). — Режим доступа: для авториз. пользователей.

7.2 Дополнительная литература

1. Губкин, И. М. Геология нефти и газа. Избранные сочинения / И. М. Губкин. — Москва : Издательство Юрайт, 2023. — 405 с. — (Антология мысли). — ISBN 978-5-534-09193-9. — Текст : электронный // Образовательная платформа Юрайт [сайт]. — URL: <https://urait.ru/bcode/517019> (дата обращения: 22.07.2024).

2. Транспортная инфраструктура : учебное пособие / Е. В. Фомин, Е. С. Воеводин, А. С. Кашура [и др.]. — Красноярск : СФУ, 2020. — 104 с. — ISBN 978-5-7638-4307-1. — Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/181618> (дата обращения: 18.07.2024). — Режим доступа: для авториз. пользователей.

7.3 Ресурсы информационно-телекоммуникационной сети "Интернет", включая профессиональные базы данных и информационно-справочные системы (при необходимости):

1. Образовательная платформа "ЮРАЙТ"
2. Электронно-библиотечная система "ЛАНЬ"
3. Open Academic Journals Index (ОАИ). Профессиональная база данных - Режим доступа: <http://oaji.net/>

4. Президентская библиотека им. Б.Н.Ельцина (база данных различных профессиональных областей) - Режим доступа: <https://www.prlib.ru/>

5. Информационно-справочная система "Консультант Плюс" - Режим доступа: <http://www.consultant.ru/>

8 Материально-техническое обеспечение дисциплины (модуля) и перечень информационных технологий, используемых при осуществлении образовательного процесса по дисциплине (модулю), включая перечень программного обеспечения

Основное оборудование:

- Компьютеры
- Проектор

Программное обеспечение:

- AutoCAD
- Microsoft Office 2007 Suites

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

ВЛАДИВОСТОКСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

КАФЕДРА ТРАНСПОРТНЫХ ПРОЦЕССОВ И ТЕХНОЛОГИЙ

Фонд оценочных средств
для проведения текущего контроля
и промежуточной аттестации по дисциплине (модулю)

ТРАНСПОРТНАЯ ИНФРАСТРУКТУРА НЕФТИ И ГАЗА

Направление и направленность (профиль)
21.03.01 Нефтегазовое дело. Нефтегазовое дело

Год набора на ОПОП
2024

Форма обучения
очная

Владивосток 2024

1 Перечень формируемых компетенций

Название ОПОП ВО, сокращенное	Код и формулировка компетенции	Код и формулировка индикатора достижения компетенции
21.03.01 «Нефтегазовое дело» (Б-НД)	ОПК-3 : Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента	ОПК-3.1к : использует проектный инструментарий для планирования и организации профессиональной деятельности на основе стандартов управления проектами

Компетенция считается сформированной на данном этапе в случае, если полученные результаты обучения по дисциплине оценены положительно (диапазон критериев оценивания результатов обучения «зачтено», «удовлетворительно», «хорошо», «отлично»). В случае отсутствия положительной оценки компетенция на данном этапе считается несформированной.

2 Показатели оценивания планируемых результатов обучения

Компетенция ОПК-3 «Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента»

Таблица 2.1 – Критерии оценки индикаторов достижения компетенции

Код и формулировка индикатора достижения компетенции	Результаты обучения по дисциплине			Критерии оценивания результатов обучения
	Код рез-та	Тип рез-та	Результат	
ОПК-3.1к : использует проектный инструментарий для планирования и организации профессиональной деятельности на основе стандартов управления проектами	РД1	Знание	проектного инструментария для планирования и организации деятельности в области транспортной инфраструктуры нефти и газа	Сформировавшееся систематическое знание проектного инструментария для планирования и организации деятельности в области транспортной инфраструктуры нефти и газа
	РД2	Умение	применять проектный инструментарий для планирования и организации деятельности в области транспортной инфраструктуры нефти и газа	Сформировавшееся систематическое умение применять проектный инструментарий для планирования и организации деятельности в области транспортной инфраструктуры нефти и газа
	РД3	Навык	практического применения проектного инструментария для планирования и организации деятельности в области транспортной инфраструктуры нефти и газа	Сформировавшиеся систематические навыки практического применения проектного инструментария для планирования и организации деятельности в области транспортной инфраструктуры нефти и газа

Таблица заполняется в соответствии с разделом 1 Рабочей программы дисциплины (модуля).

3 Перечень оценочных средств

Таблица 3 – Перечень оценочных средств по дисциплине (модулю)

Контролируемые планируемые результаты обучения	Контролируемые темы дисциплины	Наименование оценочного средства и представление его в ФОС		
		Текущий контроль	Промежуточная аттестация	
Очная форма обучения				
РД1	Знание : проектного инструментария для планирования и организации деятельности в области транспортной инфраструктуры нефти и газа	1.1. Раздел 1 1.2. Раздел 2 1.3. Раздел 3	Практические задания Собеседование	Экзамен в письменной форме
РД2	Умение : применять проектный инструментарий для планирования и организации деятельности в области транспортной инфраструктуры нефти и газа	1.1. Раздел 1 1.2. Раздел 2 1.3. Раздел 3	Практические задания Собеседование	Экзамен в письменной форме
РД3	Навык : практического применения проектного инструментария для планирования и организации деятельности в области транспортной инфраструктуры нефти и газа	1.1. Раздел 1 1.2. Раздел 2 1.3. Раздел 3	Практические задания Собеседование	Экзамен в письменной форме

4 Описание процедуры оценивания

Качество сформированности компетенций на данном этапе оценивается по результатам текущих и промежуточных аттестаций при помощи количественной оценки, выраженной в баллах. Максимальная сумма баллов по дисциплине (модулю) равна 100 баллам.

Вид учебной деятельности	Оценочное средство			
	Собеседование	Практические задания	Экзамен	Итого
Лекции	20			20
Практические занятия		30		30
Самостоятельная работа		10		10
Промежуточная аттестация			40	40
Итого	20	40	40	100

Сумма баллов, набранных студентом по всем видам учебной деятельности в рамках дисциплины, переводится в оценку в соответствии с таблицей.

Сумма баллов по дисциплине	Оценка по промежуточной аттестации	Характеристика качества сформированности компетенции
от 91 до 100	«зачтено» / «отлично»	Студент демонстрирует сформированность дисциплинарных компетенций, обнаруживает всестороннее, систематическое и глубокое знание учебного материала, усвоил основную литературу и знаком с дополнительной литературой, рекомендованной программой, умеет свободно выполнять практические задания, предусмотренные программой, свободно оперирует приобретенными знаниями, умениями, применяет их в ситуациях повышенной сложности.
от 76 до 90	«зачтено» / «хорошо»	Студент демонстрирует сформированность дисциплинарных компетенций: основные знания, умения освоены, но допускаются незначительные ошибки, неточности, затруднения при аналитических операциях, переносе знаний и умений на новые, нестандартные ситуации.
от 61 до 75	«зачтено» / «удовлетворительно»	Студент демонстрирует сформированность дисциплинарных компетенций: в ходе контрольных мероприятий допускаются значительные ошибки, проявляется отсутствие отдельных знаний, умений, навыков по некоторым дисциплинарным компетенциям, студент испытывает значительные затруднения при оперировании знаниями и умениями при их переносе на новые ситуации.
от 0 до 60	«не зачтено» / «неудовлетворительно»	Дисциплинарные компетенции не сформированы. Проявляется полное или практически полное отсутствие знаний, умений, навыков.

5 Примерные оценочные средства

5.1 Вопросы для собеседования

1. Магистральный газопровод «Сахалин – Хабаровск – Владивосток»
2. Трубопроводная система «Восточная Сибирь – Тихий Океан»
3. Магистральный газопровод «Магриб – Европа»
4. Оборудование месторождения «Приразломное»

Краткие методические указания

Собеседование проводится как специальная беседа преподавателя со студентом на темы, связанные с изучаемой дисциплиной, рассчитанная на выяснение объема знаний студента по определенному разделу, теме, проблеме и т.п. Уровень усвоения теоретического материала проверяется посредством опроса по одному вопросу из каждого представленного выше раздела.

Шкала оценки

Оценка	Баллы	Описание
отлично	20	Студент правильно, полно и четко отвечает на поставленный вопрос, используя профессиональную терминологию
хорошо	15	Студент правильно, полно и четко отвечает на поставленный вопрос, но затрудняется в формулировке профессиональных терминов
удовлетворительно	10	Студент правильно, но неполно и нечетко отвечает на поставленный вопрос и затрудняется в формулировке профессиональных терминов
неудовлетворительно	0-3	Студент неправильно отвечает или не отвечает на поставленный вопрос

5.2 Примеры практических заданий

Задание 1. Выбор оптимальной трассы трубопровода.

Задание 2. Технологический расчет магистрального нефтепровода и расстановка НПС по трассе.

Задание 3. Расстановка НПС по трассе нефтепровода, оборудованного лупингом.

Задание 4. Уточнение толщины стенки магистрального нефтепровода.

Задание 5. Расчет режимов эксплуатации технологического участка магистрального нефтепровода.

- Задание 6. Режим работы нефтепровода при отключении насосной станции.
- Задание 7. Влияние сезонного изменения температуры перекачиваемой нефти на подпор станций.
- Задание 8. Технологический расчет магистрального газопровода.
- Задание 9. Изменение давления по длине магистрального газопровода.
- Задание 10. Определение числа насосных станций при последовательной перекачке нефтепродуктов.
- Задание 11. Расстановка НПС при последовательной перекачке нефтепродуктов.
- Задание 12. Определение числа циклов последовательной перекачки нефтепродуктов.
- Задание 13. Определение толщины тепловой изоляции при перекачке высоковязких нефтей.

Краткие методические указания

Для того, чтобы подготовиться к практическому занятию и выполнению практического задания, сначала следует ознакомиться с соответствующим текстом учебника (лекции). Подготовка к практическому занятию начинается после изучения задания и подбора соответствующих литературы и нормативных источников. Работа с литературой может состоять из трёх этапов - чтение, конспектирование и заключительное обобщение сути изучаемой работы. Подготовка к практическим занятиям, подразумевает активное использование справочной литературы (энциклопедий, словарей, альбомов схем и др.) и периодических изданий. Владение понятийным аппаратом изучаемого курса является необходимостью.

Шкала оценки

Оценка	Баллы по результатам итоговой оценки	Описание
отлично	40	Обучающийся показывает высокий уровень знаний при выполнении заданий
хорошо	32	Обучающийся показывает хороший уровень знаний при выполнении заданий
удовлетворительно	24	Обучающийся показывает средний уровень знаний при выполнении заданий
неудовлетворительно	0-16	Обучающийся показывает низкий уровень знаний при выполнении заданий или не выполнил задания

5.3 Вопросы к экзамену (в письменной форме)

1. Трубопроводный транспорт нефти
2. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов
3. Трубопроводный транспорт газа
4. Порядок проектирования трубопроводов
5. Определение толщины стенки трубопроводов
6. Уточнение толщины стенки трубы на отдельных участках магистрального трубопровода
7. Проверка прочности и устойчивости подземных трубопроводов
8. Расчет устойчивости трубопроводов против всплытия
9. Классификация товарных нефтей
10. Классификация нефтепроводов
11. Основные объекты и сооружения магистрального нефтепровода
12. Системы перекачки нефти
13. Основное оборудование нефтеперекачивающих станций
14. Рабочие характеристики насосных агрегатов и станций
15. Технологический расчет магистральных нефтепроводов
16. Исходные данные для технологического расчета магистрального газопровода

17. Основные этапы технологического расчета нефтепровода
18. Потери напора и гидравлический уклон в простом нефтепроводе
19. Трубопроводы с лупингами и вставками
20. Определение перевальной точки и расчетной длины нефтепровода
21. Характеристика нефтепровода
22. Уравнение баланса напоров
23. Определение числа перекачивающих станций
24. Расстановка перекачивающих станций по трассе нефтепровода
25. Расчет нефтепровода при заданном положении перекачивающих станций
26. Расчет коротких трубопроводов
27. Изменение подпора перед станциями при изменении вязкости перекачиваемой нефти
28. Режим работы нефтепроводов
29. Регулирование режимов работы нефтепровода
30. Выбор рациональных режимов эксплуатации магистрального нефтепровода
31. Режим работы нефтепровода при отключении перекачивающих станций
32. Нефтепроводы со сбросами и подкачками
33. Нефтепровод со сбросом
34. Нефтепровод с подкачкой
35. Увеличение пропускной способности нефтепровода
36. Расчет производительности нефтепровода при удвоении числа нефтеперекачивающих станций
37. Прокладка лупинга
38. Состав сооружений и классификация магистральных газопроводов
39. Основные физические свойства газов
40. Способы определения расходов газа в газопроводе
41. Изменение давления по длине газопровода
42. Среднее давление в газопроводе
43. Изменение температуры газа по длине газопровода
44. Необходимость охлаждения газа на КС
45. Влияние рельефа трассы на пропускную способность газопровода
46. Наклонный газопровод
47. Рельефный газопровод
48. Коэффициент гидравлического сопротивления.
49. Коэффициент гидравлической эффективности
50. Расчет сложных газопроводов
51. Типы и характеристики центробежных нагнетателей
52. Порядок технологического расчета магистрального газопровода
53. Определение диаметра газопровода и числа компрессорных станций
54. Уточненный тепловой и гидравлический расчет участка газопровода между двумя компрессорными станциями
55. Расчет режима работы компрессорной станции
56. Аккумулирующая способность участка газопровода
57. Гидратообразование в газопроводах и борьба с ним
58. Определение зоны возможного образования гидратов в газопроводе
59. Мероприятия по предупреждению образования гидратов и их разрушению
60. Способы увеличения производительности газопроводов
61. Эффективность перемычек при эксплуатации газопроводов
62. Целесообразность осуществления последовательной перекачки
63. Структура современного нефтепродуктопровода
64. Особенности технологии последовательной перекачки
65. Механизм смесеобразования при последовательной перекачке

66. Приближенная теория смесеобразования при последовательной перекачке
67. Влияние различных факторов на процесс смесеобразования и борьба с ним
68. Влияние скорости перекачки на процесс смесеобразования
69. Влияние остановок перекачки на процесс смесеобразования
70. Влияние конструктивных особенностей обвязки перекачивающих станций на процесс смесеобразования
71. Фазовые превращения многокомпонентных смесей по их компонентному составу
72. Влияние соотношения вязкости жидкостей на процесс смесеобразования
73. Применение разделителей при последовательной перекачке
74. Контроль последовательной перекачки
75. Контроль смеси по изменению плотности
76. Контроль смеси по величине диэлектрической постоянной
77. Контроль смеси по скорости распространения ультразвука
78. Контроль смеси по оптической плотности
79. Контроль смеси с помощью индикаторов
80. Физико-химические показатели нефтепродуктов и их изменение при смешивании
81. Бензины автомобильные
82. Прием и реализация смеси на конечном пункте трубопровода
83. Прием всей смеси в отдельный резервуар
84. Деление смеси пополам
85. Прием всей смеси в один чистый нефтепродукт
86. Деление смеси на три неравные части
87. Распределение смеси по нескольким резервуарам
88. Определение числа перекачивающих станций при последовательной перекачке
89. Определение числа циклов последовательной перекачки
90. Определение необходимого объема резервуарной емкости
91. Расчет отвода от магистральной части нефтепродуктопровода
92. Изменение параметров работы трубопровода в период смены жидкостей
93. Измерение расхода газов и жидкостей в трубопроводах
94. Факторы изменения давления на выходе перекачивающей станции
95. Согласование работы станций при последовательной перекачке
96. Реологические свойства высоковязких и высокозастывающих нефтей
97. Особенности гидравлического расчета трубопроводов при изотермической перекачке неньютоновских жидкостей
98. Способы перекачки высоковязких и высокозастывающих нефтей
99. Гидроперекачка: определение, способы.
100. Перекачка нефтей, предварительно подвергнутых барообработке
101. Перекачка нефтей с применением термодеструктивной обработки
102. Перекачка с предварительным улучшением реологических свойств нефтей за счет механического воздействия
103. Перекачка высоковязких нефтей в смеси с жидкими углеводородными разбавителями
104. Перекачка термически обработанных нефтей
105. Перекачка высокозастывающих парафинистых нефтей с депрессорными присадками
106. Перекачка нефти с подогревом
107. Оборудование насосных и тепловых станций
108. Изменение температуры по длине «горячих» трубопроводов при перекачке высоковязких и высокозастывающих нефтей
109. Режимы течения нефти в «горячих» трубопроводах
110. Потери напора и гидравлический уклон в «горячем» трубопроводе

111. Характеристика «горячего» трубопровода
112. Оптимальные параметры «горячих» трубопроводов
113. Определение оптимальной температуры подогрева металлического трубопровода
114. Применение тепловой изоляции
115. Общий случай определения оптимальных параметров «горячей» перекачки по теплоизолированному трубопроводу
116. Определение числа и расстановка станций на «горячем» трубопроводе
117. Исходные данные и последовательность технологического расчета «горячего» трубопровода
118. Нестационарность режимов при эксплуатации «горячих» трубопроводов
119. Особые режимы «горячих» трубопроводов
120. Заполнение трубопровода высоковязкой нефтью
121. Остановка перекачки нефти по трубопроводу
122. Замещение высоковязких нефтей в трубопроводах
123. Область применения перекачки нестабильных жидкостей
124. Двухфазный транспорт жидкости и газа
125. Основные характеристики двухфазного потока
126. Структурные формы двухфазных потоков
127. Гидравлический расчет трубопроводов для перекачки газожидкостных смесей
128. Характеристика трубопровода при перекачке двухфазных потоков
129. Перекачка газонасыщенных нефтей
130. Особенности перекачки газонасыщенных нефтей по трубопроводам
131. Основные параметры газонасыщенной нефти.
132. Влияние растворенного газа на параметры работы нефтепроводов
133. Трубопроводный транспорт нестабильного газового конденсата
134. Технологические схемы головной и промежуточной насосных станций
135. Расчет параметров нестабильного конденсата по результатам разгазирования проб
136. Перекачка сжиженных углеводородных газов

Краткие методические указания

Экзамен в письменной форме проводится как контроль знаний, которыми обладает студент, на темы, связанные с изучаемой дисциплиной, рассчитанный на выяснение объема знаний студента по определенному разделу, теме, проблеме и т.п. Уровень усвоения материала проверяется посредством оценивания полноты ответа студента по разделам дисциплины в соответствии с контрольными вопросами.

Шкала оценки

Оценка	Баллы	Описание
отлично	40	Студент правильно, полно и четко отвечает на поставленный вопрос, используя профессиональную терминологию
хорошо	32	Студент правильно, полно и четко отвечает на поставленный вопрос, но затрудняется в формулировке профессиональных терминов
удовлетворительно	24	Студент правильно, но неполно и нечетко отвечает на поставленный вопрос и затрудняется в формулировке профессиональных терминов
неудовлетворительно	0-16	Студент неправильно отвечает или не отвечает на поставленный вопрос

КЛЮЧИ К ОЦЕНОЧНЫМ МАТЕРИАЛАМ ПО ДИСЦИПЛИНЕ

«ТРАНСПОРТНАЯ ИНФРАСТРУКТУРА НЕФТИ И ГАЗА»

5.1 Ответы на вопросы для собеседования

1. Магистральный газопровод «Сахалин – Хабаровск – Владивосток»

Газотранспортная система (ГТС) «Сахалин — Хабаровск — Владивосток» предназначена для доставки газа, добываемого на шельфе Сахалина, потребителям Хабаровского и Приморского краев

Протяженность трассы — более 1800 км.

Основной диаметр труб — 1220 мм.

Рабочее давление — 100 атмосфер (9,8 МПа).

Проектная производительность первого пускового комплекса — 5,5 млрд куб. м газа в год.

Трасса газопровода проходит по территории трех субъектов РФ: Сахалинской области, Хабаровского и Приморского краев.

2. Трубопроводная система «Восточная Сибирь – Тихий Океан»

МНП ВСТО был построен в соответствии с распоряжением правительства РФ для трубопроводной транспортировки нефти с месторождений Восточной и Западной Сибири на нефтеперерабатывающие предприятия российского Дальнего Востока и рынки стран Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР).

Магистральный нефтепровод (МНП) Восточная Сибирь - Тихий Океан (ВСТО) соединяет месторождения Западной и Восточной Сибири с нефтеналивным портом Козьмино в заливе Находка Приморского края.

МНП ВСТО обеспечивает трубопроводную транспортировку нефти с месторождений Восточной и Западной Сибири на нефтеперерабатывающие предприятия российского Дальнего Востока и рынки стран Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР).

Сорт нефти, поставляемый на мировой рынок посредством ВСТО, получил название ESPO.

Общая протяженность МНП ВСТО составляет 4 741 км, проект разделен на 2 сегмента - ВСТО-1 (1я очередь) и ВСТО-2 (2я очередь).

ВСТО-1 проходит по маршруту Тайшет - Сковородино по территории 3 регионов - республики Саха (Якутия), Иркутской и Амурской областей.

Протяженность участка составляет протяженность 2694 км.

3. Магистральный газопровод «Магриб – Европа»

Магистральный газопровод Магриб-Европа связывает гигантское газоконденсатное месторождение Хасси-Рмель в Алжире — через территорию Марокко — с ГТС Испании и Португалии.

Длина трубопровода — 1620 километров (1010 миль).

Трубопровод состоит из пяти участков. Алжирский, марокканский и андалузский участки трубопровода имеют диаметр 48 дюймов (1220 мм). Подводный участок газопровода состоит из двух 22-дюймовых (560 мм) ниток. Секция газопровода в Португалию, проходящая через испанскую автономную область Эстремадура, сварена из труб диаметром 28 и 32 дюйма.

Первоначально пропускная способность трубопровода составляла 8,6 млрд м³ природного газа в год. В 2004 году она была увеличена до 11,5 млрд м³ в год

Первоначальная стоимость проекта — \$2,3 млрд.

4. Оборудование месторождения «Приразломное»

Приразломное месторождение на сегодняшний день является единственным действующим в России проектом по добыче углеводородов на шельфе Арктики. Основным объектом обустройства месторождения является морская ледостойкая нефтедобывающая платформа «Приразломная».

Нефтедобывающая морская ледостойкая стационарная платформа (МЛСП) «Приразломная» была создана специально для разработки Приразломного месторождения. Она обеспечивает выполнение всех технологических операций: бурение, добычу, хранение нефти, подготовку и отгрузку готовой продукции. «Приразломная» проектировалась с учетом характеристик арктического региона и рассчитана на эксплуатацию в экстремальных природно-климатических условиях, отвечает самым жестким требованиям безопасности и способна выдержать максимальные ледовые нагрузки.

Начальные запасы (категории C1+C2) — более 3,5 трлн куб. м газа, около 80 млн тонн газового конденсата и нефти (извлекаемые).

Проектная мощность — 130 млрд куб. м газа в год.

5.2 Ответы на практические задания

Задание 1. Выбор оптимальной трассы трубопровода

Поиск оптимальной трассы осуществляется по цифровой модели. Все исходные данные можно подразделить на 2 основные группы: 1 группа - начальная, конечная и промежуточные точки трубопровода, его диаметр, вид и количество перекачиваемого продукта, кратчайшее расстояние между начальной и конечной точками; 2 группа – данные которые в к-л мере зависят от положения будущего трубопровода и от природных условий, в которых он может оказаться (топографические, геологические и гидрогеологические условия, искусственные и естественные препятствия, населенные пункты, число перекачивающих станций).

Основные критерии оптимальности, используемые при выборе оптимальных трасс трубопровода: 1 приведенные затраты; 2 длина трубопровода; 3 трудовые затраты; 4 надежность функционирования трубопровода; 5 время строительства. Как правило, желательнее бывает удовлетворить нескольким критериям. В этом случае критерии оптимальности следует расположить в порядке убывания «важности», определяемом в каждом конкретном случае в соответствии с требованиями, предъявляемыми заказчиком. Из всех сравниваемых трасс предпочтение отдадут той, у которой наилучший первый по «важности» показатель. Если значения первого показателя у двух трасс или более одинаковые, то выбирается тот вариант, у которого лучше следующий показатель по важности.

Чтобы соединить начальную и конечную точки трубопровода, надо ограничить область поиска трассы уменьшить объем исходной информации. Но при этом она должна быть такой, чтобы в ней обязательно находилась лучшая трасса, а за ее пределами любая трасса была заведомо худшей. При определении области поиска могут использоваться 2 основных метода: метод среднестатистического коэффициента развития линии трубопровода и метод сравнения со стоимостью трубопровода по геодезической прямой.

Задание 2. Технологический расчет магистрального нефтепровода и расстановка НПС по трассе.

$t_{п.н}$, °С – средневзвешенная температура перекачиваемой по МНП нефти;

ρ кг/м³ и η Па·с – соответственно плотность и динамическая вязкость нефти в стандартных условиях (нормальном атмосферном давлении $P_{ст} = 0,1 \text{ МПа} = 1 \text{ атм} = 1 \text{ кг/см}^2$ и температуре $t_{ст} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$);

G_{Γ} , млн т нефти в год – это плановое задание на перекачку или грузопоток в нефтепроводе;

L , км – протяжённость МНП (геометрическая длина МНП);

n_{Σ} – количество эксплуатационных участков, на которые делится трасса МНП;

$\Delta Z = (Z_{\text{к}} - Z_{\text{н}})$, м – разность высотных отметок конечного $\square_{\text{к}}$ (резервуары нефтеперерабатывающего завода или нефтеналивного терминала) изначального $Z_{\text{н}}$ (головная нефтеперекачивающая станция) пунктов МНП.

Толщина стенки трубопровода:

$$\delta = \frac{K_{\text{н}} p \cdot R_{\text{доп}} \cdot D_{\text{н}}}{2([\sigma] + K_{\text{н}} p \cdot R_{\text{доп}})}$$

Внутренний диаметр трубопровода:

$$d_{\text{вн}} = D_{\text{н}} - 2 \cdot \delta.$$

Плотность перекачиваемой нефти при заданной температуре :

$$\rho_{\text{т}} = \rho_{\text{ст}} - \gamma (\text{т. н.} - \text{тст})$$

Расчетный часовой $Q_{\text{ч}}$ (для выбора марки насоса) и секундный $Q_{\text{с}}$ (для гидравлического расчета) расходы нефти:

$$Q_{\text{ч}} = \frac{G_{\Gamma} \cdot 10^9 \cdot K_{\text{п}}}{N_{\Gamma} \cdot 24 \cdot \rho_{\text{т}}}$$

$$Q_{\text{с}} = Q_{\text{ч}}/3600$$

Скорость перекачки:

$$V = \frac{Q_{\text{с}}}{S_{\text{прох}}} = \frac{4Q_{\text{с}}}{\pi \cdot d_{\text{вн}}^2}$$

Задание 3. Расстановка НПС по трассе нефтепровода, оборудованного лупингом.

Необходимое для обеспечения заданной пропускной способности нефтепровода число НПС определяется из уравнения балансов между полными потерями напора в трубопроводе и напором, развиваемым насосами НПС.

$$h_{\text{н}} + n_0 \cdot H_{\text{ст}} = H + h_{\text{к}}$$

где $h_{\text{н}}$ – начальный напор в участке (напор развиваемый подпорными насосами);

n_0 – теоретическое число НПС;

$H_{\text{ст}} = kN_{\text{п}} - h_{\text{ст}}$ – напор развиваемый НПС; k – количество рабочих магистральных насосов на, НПС;

$N_{\text{п}}$ – напор развиваемый одним насосом;

$h_{\text{ст}} = 20\text{м}$ – внутростанционные потери напора;

$h_{\text{к}} = 20 \div 40\text{м}$ – остаточный напор в конце участка.

Задание 4. Уточнение толщины стенки магистрального нефтепровода.

$$\delta = \frac{npD_{\text{н}}}{2(R_1 + np)}$$

где n - коэффициент надежности по нагрузке — внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, p – рабочее давление, $D_{\text{н}}$ - наружный диаметр трубы, см; R_1 – расчетное сопротивление растяжению

Задание 5. Расчет режимов эксплуатации технологического участка магистрального нефтепровода.

Энергозатраты характеризуются величиной активной потребляемой мощности электродвигателя насоса, определяемой из соотношения:

$$N_{\text{потр}} = \frac{Q \cdot \rho \cdot g \cdot h}{\eta_n \cdot \eta_z \cdot \eta_{\text{мех}}}$$

где ρ - расчетная плотность нефти;

g - ускорение свободного падения;

h - напор, развиваемый насосом при подаче Q ;

$$\eta_n = k_1 Q + k_2 Q^2 + k_3 Q^3$$

$$\eta_z = r_0 + r_1 K_3 + r_2 K_3^2$$

$$K_3 = \frac{N_z}{N_{\text{эл}}} = \frac{Q \cdot \rho \cdot g \cdot h}{N_{\text{эл}} \eta_n \eta_{\text{мех}}}$$

Для каждого из вариантов включения насосов на НПС определяется сумма потребляемой мощности для всех насосов, включенных в работу. В качестве критерия оценки эффективности режимов перекачки могут быть приняты удельные энергозатраты на 1 тонну нефти, определяемые по формуле:

$$E_{y\partial} = \frac{1}{\rho Q} = \left[N_{\text{потр}} + \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^{n_{\text{эл}}} \varphi_{jk} \cdot N_{\text{потр}} \right]$$

Время работы нефтепровода на двух дискретных режимах определяется из решения системы уравнений:

$$\begin{cases} Q_1 T_1 + Q_2 T_2 = V \\ T_1 + T_2 = T \end{cases}$$

$$T_1 = \frac{T \cdot Q_2 - V}{Q_2 - Q_1}, \quad T_2 = \frac{V - T \cdot Q_1}{Q_2 - Q_1}$$

С учетом $V=Q \cdot T$ окончательно получим

$$T_1 = \frac{T \cdot (Q_2 - Q)}{Q_2 - Q_1}, \quad T_2 = \frac{T \cdot (Q - Q_1)}{Q_2 - Q_1} \quad (3.8.9)$$

Удельные затраты электроэнергии в этом случае будут определяться уравнением

$$E_{y\partial} = \frac{E_{y\partial 1} T_1 Q_1 + E_{y\partial 2} T_2 Q_2}{QT}$$

Задание 6. Режим работы нефтепровода при отключении насосной станции.

$$Q_*^{2-m} = \frac{\Delta H_1 + (n-1)a - \Delta z}{(n-1)b + fL}$$

Задание 7. Влияние сезонного изменения температуры перекачиваемой нефти на подпор станций.

В течение года при сезонной смене температуры вязкость транспортируемой нефти изменяется. В случае повышения температуры нефти от t_1 до t_2 , вязкость нефти уменьшается. Это приводит к уменьшению гидравлического сопротивления трубопровода ($H_2 < H_1$) и возрастанию расхода ($Q_2 > Q_1$).

Задание 8. Технологический расчет магистрального газопровода.

Целью технологического расчета газопровода является решение следующих задач: определить диаметр газопровода; определить необходимое количество компрессорных станций и расставить их по трассе газопровода; рассчитать режимы работы КС; провести уточненный гидравлический и тепловой расчет линейных участков и режимов работы промежуточных КС до конечного пункта газопровода.

Расчет выполняется в следующем порядке:

1) По известному составу определяются основные физические свойства газа:

- плотность газа при стандартных условиях

$$\rho_{\Gamma} = \sum_{i=1}^n a_i \rho_{\Gamma i}$$

где a_i - объемная (мольная) доля i -того компонента смеси, имеющего плотность ρ_i ,
 n -число компонентов смеси;

- относительная плотность газа по воздуху

$$\Delta = \frac{\rho_{\text{ес}}}{\rho_{\text{возд}}}$$

$$M_{\Gamma} = \sum_{i=1}^n a_i M_{\Gamma i}$$

$$T_{\Gamma К} = \sum_{i=1}^n a_i T_{\Gamma К i}$$

псевдокритическое давление газовой смеси

$$P_{\Gamma К} = \sum_{i=1}^n a_i P_{\Gamma К i}$$

где $P_{\Gamma К i}$ - абсолютное критическое давление i -того компонента смеси;

- газовая постоянная

$$R = \frac{\dot{R}}{M_{\Gamma}}$$

где \dot{R} - универсальная газовая постоянная, $\dot{R} = 8314,3$ Дж/(кмоль·К)

Рассчитывается оценочная пропускная способность газопровода (коммерческий расход, млн. м³/сут)

$$Q = \frac{Q_{\text{зод}} \cdot 10^3}{365 k_{\text{н}}}$$

где $k_{\text{н}} = k_{\text{ро}} \cdot k_{\text{эт}} \cdot k_{\text{нд}}$ - оценочный коэффициент пропускной способности газопровода;

$k_{\text{ро}}$ - коэффициент расчетной обеспеченности потребителей, $k_{\text{ро}} = 0,95$;

$k_{\text{эт}}$ - коэффициент учета экстремальных температур, $k_{\text{эт}} = 0,98$;

$k_{\text{нд}}$ - оценочный коэффициент надежности газопровода, зависящий от длины и диаметра газопровода, учитывающий необходимость компенсации снижения пропускной способности газопровода при отказах линейных участков и оборудования КС.

Полагая, что рабочее давление P в газопроводе равно номинальному давлению нагнетания, вычисляют толщину стенки δ_0 газопровода по формуле

$$\delta_0 = \frac{n_p P D_{\text{н}}}{2(R_1 + n_p P)}$$

где $n_p = 1,1$ (коэффициент надежности по нагрузке);

расчетное сопротивление металла вычисляют по формуле

$$R_1 = \sigma_{\text{сп}} \frac{m_y}{K_1 K_{\text{н}}}$$

где m_y - коэффициент условий работы трубопровода, зависящий от его

категории: ($m_y = 0,9$ для трубопроводов III и IV категорий, $m_y = 0,75$ для трубопроводов I и II категорий, $m = 0,6$ для трубопроводов категории В.

K_1 - коэффициент надежности по материалу

$K_{\text{н}}$ - коэффициент надежности по назначению трубопровода, зависящий от его диаметра, а для газопроводов и от его рабочего давления

Вычисленное значение толщины стенки δ_0 округляется в большую сторону до стандартной величины δ из рассматриваемого сортамента труб, после чего определяется значение внутреннего диаметра D .

Определяют давления в начале и в конце линейного участка газопровода

$$P_H = P_{\text{мгз}} - \Delta P_{\text{мгз}};$$

$$P_K = P_{\text{ес}} + \Delta P_{\text{ес}}$$

По формуле рассчитывают среднее давление в линейном участке газопровода:

$$P_{\text{cp}} = \frac{2}{3} \cdot \frac{P_H^3 - P_K^3}{P_H^2 - P_K^2} = \frac{2}{3} \cdot \frac{(P_H - P_K)(P_H^2 + P_H \cdot P_K + P_K^2)}{(P_H - P_K)(P_H + P_K)} = \frac{2}{3} \cdot \frac{P_H(P_H + P_K) + P_K^2}{P_H + P_K} = \frac{2}{3} \left(P_H + \frac{P_K^2}{P_H + P_K} \right)$$

Для расчета расстояния между КС задаются в первом приближении ориентировочным значением средней температуры на линейном участке

$$T_{\text{CP}} = 0,5(T_H + T_0)$$

где T_H - начальная температура на входе в линейный участок. В первом приближении можно принять $T_H = 293 \dots 303$ К ($20 \dots 30^\circ$ С); T_0 - температура окружающей среды на уровне оси газопровода.

$$P_{\text{np}} = \frac{P}{P_{\text{мк}}}; \quad T_{\text{np}} = \frac{T}{T_{\text{мк}}}$$

$$z_{\text{cp}} = 1 - \frac{0,0241 P_{\text{np}}}{1 - 1,68 T_{\text{np}} + 0,078 T_{\text{np}}^2 + 0,0107 T_{\text{np}}^3}$$

Полагая в первом приближении режим течения квадратичным, рассчитывают коэффициенты гидравлического сопротивления $\lambda_{\text{тр}}$ и λ :

$$\lambda_{\text{мп}} = 0,067 \left(\frac{2k_s}{D} \right)^{0,2}$$

$$\lambda = 1,05 \frac{\lambda_{\text{мп}}}{E^2}$$

где $k_s = 0,03$ (по рекомендации ВНИИГаз) - значение эквивалентной шероховатости стенки газопровода; E - коэффициент гидравлической эффективности газопровода, $E = 0,95$ при наличии на газопровode устройств для периодической очистки внутренней полости трубопровода, а при отсутствии указанных устройств $E = 0,92$.

Определяется среднее ориентировочное расстояние между КС

$$l'_{\text{кс}} = \frac{K^2 D^5 (P_H^2 - P_K^2)}{Q^2 \lambda z_{\text{cp}} \Delta T_{\text{cp}}}$$

Определяется число компрессорных станций

$$n_0 = \frac{L}{l'_{\text{кс}}}$$

которое округляется до целого $n_{\text{кс}}$ (как правило в большую сторону).

Уточняется расстояние между КС

$$l_{\text{кс}} = \frac{L}{n_{\text{кс}}}$$

Задание 9. Изменение давления по длине магистрального газопровода.

$$G = F \sqrt{\frac{(P_H^2 - P_X^2) \cdot D}{\lambda \cdot z \cdot R \cdot T \cdot X}} = F \sqrt{\frac{(P_X^2 - P_K^2) \cdot D}{\lambda \cdot z \cdot R \cdot T \cdot (L - X)}}$$

$$\frac{P_H^2 - P_X^2}{X} = \frac{P_X^2 - P_K^2}{L - X}$$

$$P_X = \sqrt{P_H^2 - (P_H^2 - P_K^2) \frac{X}{L}}$$

Задание 10. Определение числа насосных станций при последовательной перекачке нефтепродуктов.

Гидравлический расчет нефтепровода необходим для определения потерь напора в трубопроводе.

Секундный расход нефти в трубопроводе (м³/с):

$$Q_c = \frac{Q_{\text{ч}}}{3600}$$

Средняя скорость нефти в трубопроводе (м/с):

$$w = \frac{4 Q_c}{\pi D_B^2}$$

Потери напора на трение в трубе круглого сечения определяют по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$h = \lambda \frac{L w^2}{D_B^2 g} \text{ или по обобщенной формуле Лейбенсона:}$$

$$h = \beta \frac{v_T^m Q_c^{2-m}}{D_B^{5-m}} L$$

где λ - коэффициент гидравлического сопротивления (табл.3.6.1),

β, m - коэффициенты обобщенной формулы Лейбенсона (табл.3.6.1).

Значения коэффициентов λ, β, m зависят от режима течения жидкости и шероховатости внутренней поверхности трубы, а также характеризуется безразмерным **числом**

Ренольдса:

$$Re = \frac{w D_B}{\nu_T} = \frac{4 Q_c}{\pi D_B \nu_T}$$

При значениях $Re < 2320$ режим течения жидкости ламинарный. При турбулентном течении различают три зоны трения:

- гидравлически гладкие трубы: $2320 < Re < Re_I$;

- смешанного трения: $Re_I < Re \leq Re_{II}$

- квадратичного трения: $Re > Re_{II}$.

$$Re_I = \frac{10}{\varepsilon}; \quad Re_{II} = \frac{500}{\varepsilon}; \quad \varepsilon = \frac{k_s}{D_s},$$

где ε - относительная шероховатость труб,

Гидравлический уклон - это потери напора на трение на единицу длины трубопровода и определяется по формуле:

$$i = \frac{\lambda w^2}{D_s^2 g} = \beta \frac{Q_c^{2-m}}{D_B^{5-m}}$$

Полные потери напора в трубопроводе определяются по формуле:

$$H = 1,02 iL + \Delta Z + N_s H_{\text{км}}$$

где 1,02- коэффициент, учитывающий надбавку на местные сопротивления в линейной части нефтепровода;

ΔZ - разность геодезических отметок конца и начала нефтепровода, м;

$H_{\text{км}}$ - остаточный напор в конце эксплуатационного участка. Необходимый для закачки нефти в резервуары, $H_{\text{км}} = 30-40$ м;

N_s - число эксплуатационных участков:

$$N_э = \frac{L}{400 \dots 600}$$

На границе эксплуатационных участков станции являются своего рода также «головными», вместимостью резервуарного парка 0,3-0,5 суточной пропускной способности трубопровода. В случае обеспечения приемосдаточных операций вместимость резервуарного парка должна быть увеличена до $1,0-1,5Q_{сут}$. На головных основных нефтеперекачивающих станциях до $3Q_{сут}$.

Суммарный напор, развиваемый насосными станциями нефтепровода, складывается из напора, развиваемого всеми подпорными насосами «головных» насосных станций и суммарного напора n станций:

$$H = N_э H_{пн} + n H_{ст}, ;$$

$$H_{ст} = m_{мн} H_{мн},$$

где $H_{ст}$ - расчетный напор одной станции.

Уравнение баланса напоров имеет вид:

$$N_э H_{пн} + n H_{ст} = 1,02 i L + \Delta Z + N_э H_{кп}$$

Отсюда **число насосных станций** равно:

$$n = \frac{1,02 i L + \Delta Z + N_э (H_{кп} - H_{пн})}{H_{ст}} = \frac{H - N_э H_{пн}}{H_{ст}}$$

Задание 11. Расстановка НПС при последовательной перекачке нефтепродуктов.

Располагаются на нефтепроводах с интервалом 70-150 км.

Нефтепродукты начинают свое движение в нефтепроводе с большой силой, но со временем и расстоянием теряет напор.

Задание 12. Определение числа циклов последовательной перекачки нефтепродуктов.

$$T_{ц} = T / \Omega$$

$$B = \frac{1}{175} (N_A \cdot Q_B + N_B \cdot Q_A)$$

$$I = 2 \Delta \delta (V_{PB} \cdot C_{APB} \cdot \rho_A - V_{PA} \cdot C_{BPA} \cdot \rho_B)$$

Задание 13. Определение толщины тепловой изоляции при перекачке высоковязких нефтей.

Определим необходимую толщину тепловой изоляции, которая позволит обеспечить заданную температуру в конце трубопровода.

$$\text{Шу} = \ln \frac{T_H - T_0}{T_K - T_0}$$

$$\frac{D_{из}}{D} = \frac{\exp\left[2 \cdot \lambda_{из} \cdot \left(\frac{\pi \cdot L}{Q \cdot \rho \cdot C_p \cdot \Delta T} - \frac{1}{\alpha_2 \cdot D_H}\right)\right]}{\left(\frac{D_H}{d}\right)^{\lambda_{из}} \cdot \left(\frac{T_H - T_0}{T_{кр} - T_0}\right)^{\frac{2 \cdot \lambda_{из}}{\alpha_1 \cdot \Delta T}}}$$

В качестве теплоизоляционного материала возьмем стекловату, для которой Вт/м К, тогда

$$\frac{D_{из}}{D_H} = \frac{\exp\left[2 \cdot 0,058 \cdot \left(\frac{3,14 \cdot 20000}{0,367 \cdot 920 \cdot 1900 \cdot 0,55} - \frac{1}{11,5 \cdot 0,63}\right)\right]}{\left(\frac{0,63}{0,611}\right)^{0,058} \cdot \left(\frac{365-282}{317,91-282}\right)^{\frac{2 \cdot 0,058}{156,51 \cdot 0,55}}} = 1,0040$$

$$D_{из} = 1,0040 \cdot 0,63 = 0,633$$

Толщина изоляции

$$\delta_{из} = \frac{D_{из} - D_H}{2}$$

5.3 Вопросы к экзамену (в письменной форме)

1. Трубопроводный транспорт нефти

Транспорт нефти – это процесс доставки сырой нефти и нефтепродуктов, которая осуществляется от нефтяных промыслов до предприятий-потребителей.

Трубопроводы служат для транспортировки больших количеств нефти, нефтепродуктов и сжиженных нефтяных газов в одном направлении. Трубопроводный транспорт обладает следующими преимуществами по сравнению с другими видами транспорта:

- Трасса трубопровода короче трасс других видов транспорта, причём трубопровод может быть проложен между двумя любыми пунктами на суше, находящимися на любом расстоянии друг от друга;
- Трубопроводный транспорт в отличие от других видов транспорта – непрерывный, что обеспечивает ритмичную работу поставщиков и бесперебойное снабжение потребителей, благодаря чему отпадает необходимость создания крупных запасов транспортируемого груза на концах трассы;
- Потери нефти и нефтепродуктов при трубопроводном транспорте меньше, чем при перевозках другими видами транспорта;

2. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов

Трубопроводы служат для транспортировки больших количеств нефти, нефтепродуктов и сжиженных нефтяных газов в одном направлении.

Трубопроводный транспорт обладает следующими преимуществами по сравнению с другими видами транспорта:

- Трасса трубопровода короче трасс других видов транспорта, причём трубопровод может быть проложен между двумя любыми пунктами на суше, находящимися на любом расстоянии друг от друга;
 - Трубопроводный транспорт в отличие от других видов транспорта – непрерывный, что обеспечивает ритмичную работу поставщиков и бесперебойное снабжение потребителей, благодаря чему отпадает необходимость создания крупных запасов транспортируемого груза на концах трассы;
 - Потери нефти и нефтепродуктов при трубопроводном транспорте меньше, чем при перевозках другими видами транспорта;
- Нефтепродукты перевозят в автоцистернах или мелкой таре. Автотранспорт в основном используется для перевозки нефтепродуктов от крупных нефтебаз к мелким и далее к потребителям.

3. Трубопроводный транспорт газа

Трубопроводная транспортировка газа осуществляется по линиям диаметром 1,4 метра под давлением 75 атмосфер. При повышении температуры газ склонен к расширению, поэтому режим подачи подбирают в реальном времени, особенно в зонах с большими среднесуточными перепадами.

4. Порядок проектирования трубопроводов

Первый этап работ начинается с разработки ходатайства (декларации) о намерениях, которое составляется заказчиком или по его поручению проектной организацией на договорной основе

Ходатайство (декларация) о намерениях разрабатывается на основании:

рекомендаций, принятых в схемах развития трубопроводного транспорта на ближайшую перспективу;

материалов предварительных исследований и изучения перспективной потребности и мощности сырьевой базы нефти или газа с учетом разведанных и утвержденных запасов; возможности сбыта на внутреннем и внешнем рынке.

В состав второго этапа проектных работ по обоснованию инвестиций входят:

основные решения по трубопроводу, включая его производительность и перспективную потребность исходя из наличия сырьевой базы, а также основные технологические и строительные решения;

потребность в необходимых ресурсах для строительства и источники их получения;

анализ вариантов трасс трубопровода с обоснованием выбранной трассы и краткая ее характеристика;

сроки и очередность строительства, его организация;

потребность в трудовых ресурсах;

стоимость строительства, определяемая по аналогам и укрупненным показателям;

оценка эффективности инвестиций и уточнение возможных источников их финансирования.

На третьем этапе проектных работ осуществляется разработка технико-экономического обоснования (ТЭО) проекта строительства трубопровода. ТЭО выполняется на основе одобренных обоснований инвестиций в строительство, наличия утвержденного решения о предварительном согласовании места размещения объекта и материалов инженерных изысканий, а также разработки рабочей документации после рассмотрения ТЭО государственной экспертизой и утверждения его в установленном порядке.

5. Определение толщины стенки трубопроводов

Расчетная толщина стенки трубы определяется по формуле

$$\delta = \frac{K_n p \cdot R_{доп} \cdot D_n}{2 ([\sigma p] + K_n p \cdot R_{доп})}$$

где n – коэффициент перегрузки, принимаемый приближённо для нефтепроводов диаметром менее 700 мм равным 1,1; а для нефтепроводом диаметром 700 – 1400 мм – равным 1,15 (СНиП 2.05.06-85*); P – рабочее давление в нефтепроводе, МПа; $D_{нар}$ – наружный диаметр нефтепровода, м; R_1 – расчетное сопротивление металла трубы и сварных соединений, МПа, определяется по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H \times m}{k_1 \times k_H}$$

где R_1^H – нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений, определяемое из условий работы на разрыв, равное минимальному пределу прочности

m – коэффициент условий работы трубопровода, зависит от категории трубопровода и его участка (принимаемый по табл. 5.3, с учетом табл. 5.3 а); k_1 – коэффициент надежности по материалу, учитывает способ изготовления трубы и ее прочностные характеристики (принимаемый по табл. 5.4 с учётом табл. 5.4 а); k_H – коэффициент надежности по назначению трубопровода, зависящий от его диаметра.

6. Уточнение толщины стенки трубы на отдельных участках магистрального трубопровода

Толщину стенки труб, определенную по формулам следует принимать не менее $1/140 D_{нн}$, но не менее 3 мм для труб условным диаметром 200 мм и менее, и не менее 4 мм — для труб условным диаметром свыше 200 мм.

7. Проверка прочности и устойчивости подземных трубопроводов

Проверку прочности подземного магистрального трубопровода на осевые сжимающие напряжения производят из условия

$$\sigma_{пр N} = -\alpha E \Delta t + 0,25 \frac{n p D_{вн}}{\delta}$$

где α – коэффициент линейного расширения металла трубы, для стали $\alpha = 12 \cdot 10^{-6}$ град $^{-1}$;
 E – модуль упругости металла, для стали $E = 2,06 \cdot 10^5$ МПа;
 Δt – расчётный температурный перепад, равный разности между максимальной температурой укладки трубопровода (если $\Delta t < 400^\circ\text{C}$, то принимается $\Delta t = 400^\circ\text{C}$);
 $D_{вн}$ – внутренний диаметр трубопровода, $D_{вн} = D - 2\delta$, м;
 δ – толщина стенки трубы, м.

8. Расчет устойчивости трубопроводов против всплытия

Выталкивающая сила воды определяется по формуле

$$q^в = \frac{\pi D_{ни}^2}{4} \gamma^в,$$

где: $D_{ни}$ – диаметр газопровода наружный с изоляцией,

$\gamma^в$ – удельный вес воды с учетом растворенных в ней солей, принимаем $\gamma^в = 1,15 \cdot 10^4$ Н / м 3 .

Толщина трехслойного изоляционного покрытия усиленного типа принимаем $a = 3$ мм
 Наружный диаметр газопровода с изоляцией находим по формуле

$$D_{ни} = D_n + 2a = 1420 + 2 \cdot 3 = 1426 \text{ мм}$$

Вычисляем выталкивающую силу воды по формуле

$$q^в = \frac{3,14 \cdot 1,426^2}{4} \cdot 1,15 \cdot 10^4 = 18357 \text{ Н / м}$$

Вычисляем интенсивность нагрузки от упругого отпора при свободном изгибе газопровода по формуле

$$q_{изз} = \frac{32EI}{9\beta^2 \rho_{\min}^3},$$

где I – осевой момент инерции поперечного сечения трубы

$$I = \frac{\pi}{64} (D_n^4 - D_{вн}^4) = \frac{3,14}{64} (1,420^4 - 1,3886^4) = 173,8 \cdot 10^{-4} \text{ м}^4$$

угол поворота оси газопровода в вертикальной плоскости принимаем $\beta = 10^0 = 0,1744 \text{ рад}$, $\rho_{\min} = 2150 \text{ м}$, тогда $q_{изз}$ по формуле (19)

$$q_{изз} = \frac{32 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 173,8 \cdot 10^{-4}}{9 \cdot 0,1744^2 \cdot 2150^3} = 42,1 \text{ Н/м}$$

Расчетная нагрузка от веса трубы

$$q_{\text{тп}} = q_{\text{м}} + q_{\text{из}} + q_{\text{тп}}, \quad (21)$$

где: $q_{\text{м}}$ - нагрузка от собственного веса металла трубы;

$q_{\text{из}}$ - расчетная нагрузка от веса изоляционного покрытия;

$q_{\text{тп}}$ - нагрузка от веса продукта, при монтаже $q_{\text{тп}} = 0 \text{ Н/м}$.

Нагрузка от собственного веса металла трубы при $\gamma_{\text{м}}$ - удельном весе металла, из которого изготовлены трубы, $\gamma_{\text{м}} = 78500 \text{ Н/м}^3$ находим по формуле

$$q_{\text{м}} = \gamma_{\text{м}} \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2) = 78500 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (1,42^2 - 1,3886^2) = 5537,15 \text{ Н/м} \quad (22)$$

Расчетная нагрузка от веса изоляционного покрытия

$$q_{из} = n_{св} \cdot (q_{ин}^H + q_{об}^H) \quad (23)$$

где: $n_{св} = 0,95$ - коэффициент надежности по нагрузке от действия собственного веса трубопровода [5];

$q_{ин}^H$ и $q_{об}^H$ - нормативные нагрузки от веса изоляционного покрытия и оберточного слоя

$$q_{ин}^H = k_{из} \cdot \pi \cdot D_n \cdot \delta_{ин} \cdot \rho_{ин} \cdot g, \quad (24)$$

$$q_{об}^H = k_{из} \cdot \pi \cdot D_n \cdot \delta_{об} \cdot \rho_{об} \cdot g; \quad (25)$$

$k_{из}$ - Коэффициент, учитывающий величину нахлёста, при двухслойной изоляции $k_{из} = 2,3$, при однослойной обертке $k_{из} = 1,09$ [5];

$\delta_{ин} = 0,635 \cdot 10^{-3} \text{ м}$ - толщина изоляционного покрытия [5];

$\delta_{об} = 0,635 \cdot 10^{-3} \text{ м}$ - толщина обёртки [5];

$\rho_{un} = 1090 \text{ кг} / \text{м}^3$ - плотность изоляционного покрытия

$$\rho_{об} = 1055 \text{ кг} / \text{м}^3$$

Расчет нагрузок по

$$q_{un}'' = 2,3 \cdot 3,14 \cdot 1,42 \cdot 0,635 \cdot 10^{-3} \cdot 1090 \cdot 9,81 = 69,63 \text{ Н} / \text{м};$$

$$q_{об}'' = 1,09 \cdot 3,14 \cdot 1,42 \cdot 0,635 \cdot 10^{-3} \cdot 1055 \cdot 9,81 = 32 \text{ Н} / \text{м}.$$

Нагрузка от веса изоляционного покрытия по формуле (23)

$$q_{уз} = 0,95 \cdot (69,63 + 32) = 96,55 \text{ Н} / \text{м}.$$

Нагрузка от веса трубы по формуле (21)

$$q_{mp} = 5537,15 + 96,55 + 0 = 5633,7 \text{ Н} / \text{м}.$$

Рассчитаем вес балластированного газопровода в воде при равномерной балластировке по формуле

$$q_{бал.в.}'' = \frac{1}{n_{\sigma}} (k_{н.в} q_{в} + q_{уз} - q_{mp} - q_{дон})$$

$$= \frac{1}{0,9} (1,05 \cdot 18357 + 42,1 - 5633,7 - 0) = 15203,6 \text{ Н} / \text{м}$$

где: $q_{дон}$ - нагрузка от веса перекачиваемого продукта, принимаем $q_{дон} = 0$;

n_{σ} - коэффициент надежности по нагрузке, для железобетонных пригрузов $n_{\sigma} = 0,9$ [5].

Число пригрузов, необходимое для балластировки участка газопровода определяем по формуле

$$N = \frac{L}{l_2},$$

Объем одного груза находим по формуле

$$V_2 = \left[ab - (a - 2d)h - \frac{\pi R_2^2}{2} c \right]$$

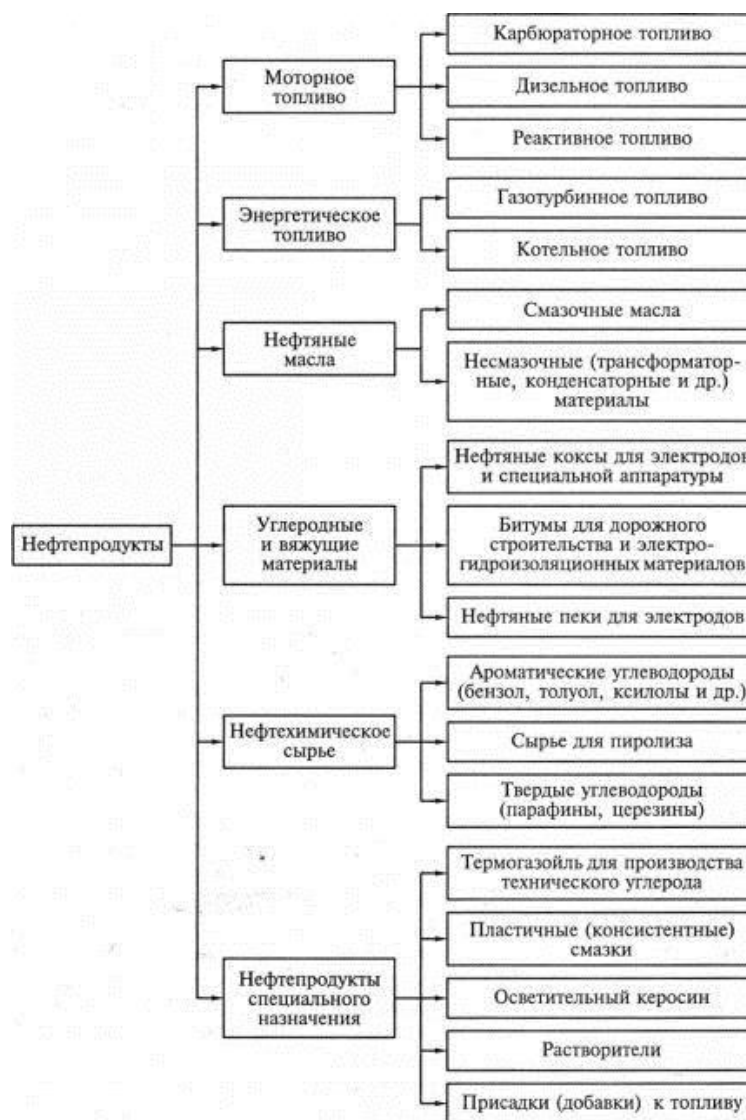
$$V_2 = \left[2,1 \cdot 1,75 - (2,1 - 2 \cdot 0,25)0,62 - \frac{3,14 \cdot 0,8^2}{2} \right] \cdot 1,0 = 1,678 \text{ м}^3$$

$$l_2 = (4000 \cdot 9,81 - 1,15 \cdot 10^4 \cdot 1,678) / 15203,6 = 1,31 \text{ м}$$

$$N = \frac{150}{1,31} = 114,5 \text{ шт}$$

9. Классификация товарных нефтей

Товарной называется нефть, подготовленная к поставке потребителю в соответствии с требованиями государственных стандартов и технических условий.



10. Классификация нефтепроводов

внутренние – соединяют различные объекты и установки на промыслах, нефтеперерабатывающих заводах и нефтебазах;

местные – по сравнению с внутренними имеют большую протяженность (до нескольких десятков километров) и соединяют нефтепромыслы или нефтеперерабатывающие заводы с головной станцией магистрального нефтепровода или с пунктами налива на железной дороге или в танкеры;

магистральные – характеризуются большой протяженностью (сотни и тысячи километров), поэтому перекачка ведется не одной, а несколькими станциями, расположенными на трассе. Режим работы трубопроводов –

непрерывный (кратковременные остановки носят случайный характер или связаны с ремонтом).

11. Основные объекты и сооружения магистрального нефтепровода

Магистральный нефтепровод, в общем случае, состоит из следующих комплексов сооружений:

- подводящие трубопроводы;
- головная и промежуточные нефтеперекачивающие станции (НПС);
- конечный пункт;
- линейные сооружения.

Подводящие трубопроводы связывают источники нефти с головными сооружениями МНП.

Головная НПС предназначена для приема нефтей с промыслов, смешения или разделения их по сортам, учета нефти и ее закачки из резервуаров в трубопровод.

Промежуточные НПС служат для восполнения энергии, затраченной потоком на преодоление сил трения, с целью обеспечения дальнейшей перекачки нефти.

Промежуточные НПС размещают по трассе трубопровода согласно гидравлическому расчету (через каждые 50...200 км).

Кроме технологических сооружений на головной и промежуточных НПС имеются механическая мастерская, понизительная электроподстанция, котельная, объекты водоснабжения и водоотведения, подсобные и административные помещения и т.д.

Конечным пунктом магистрального нефтепровода обычно является нефтеперерабатывающий завод или крупная перевалочная нефтебаза.

К линейным сооружениям магистрального нефтепровода относятся:

- 1) собственно трубопровод (или линейная часть);
- 2) линейные задвижки;
- 3) средства защиты трубопровода от коррозии (станции катодной и протекторной защиты, дренажные установки);
- 4) переходы через естественные и искусственные препятствия (реки, дороги и т.п.);
- 5) линии связи;
- 6) линии электропередачи;
- 7) дома обходчиков;
- 8) вертолетные площадки;
- 9) грунтовые дороги, прокладываемые вдоль трассы трубопровода.

12. Системы перекачки нефти

В зависимости от того как организовано прохождение нефти через нефтеперекачивающие станции, различают следующие системы:

1. постанционная;
2. через резервуар станции;
3. с подключенными резервуарами;
4. из насоса в насос.

При постанционной системе перекачки нефть принимается поочередно в один из резервуаров станции, а ее подача на следующую станцию осуществляется из другого резервуара. Это позволяет организовать учет перекачиваемой нефти на каждом перегоне между станциями и благодаря этому своевременно выявлять и устранять возникающие утечки. Однако при этой системе перекачки значительны потери от испарения.

Система перекачки «через резервуар станции» исключает учет нефти по перегонам. Зато потери нефти от испарения меньше, чем при постанционной системе перекачки. Но все равно из-за усиленного перемешивания нефти в резервуаре ее потери от испарения очень велики.

Более совершенна система перекачки «с подключенными резервуарами». Резервуары здесь, как и в предыдущих системах, обеспечивают возможность перекачки на смежных перегонах с разными расходами. Но в данном случае основная масса нефти проходит, минуя резервуары, и поэтому потери от испарения меньше.

13. Основное оборудование нефтеперекачивающих станций

НПС или нефтеперекачивающая станция – это комплекс различного рода оборудования и сооружений, главным предназначением которого является создание (при помощи насосов) в нефтепроводе давления для перекачки нефти от нефтепромыслов или НПЗ до конечной точки.

ППС — Промежуточные нефтеперекачивающие станции, на нефтепроводе они размещаются через определенные расстояния (от 50 до 200 км), которые зависят от разных факторов: физических свойств нефти (в первую очередь — вязкости), заданного расхода нефти (т.е. какое количество необходимо перекачивать за определенную единицу времени), диаметра нефтепровода, характеристики применяемых насосов и других условий.

Нефтепродуктоперекачивающая станция – перекачивает готовый нефтепродукт с заводов до мест потребления. Ее состав и назначение такие же как НПС.

Основное или технологическое оборудование НПС

резервуарный парк (РП);

узел фильтров — грязеуловителей;

магистральная насосная (МНС);

подпорная насосная;

система сглаживания волн давления (или ССВД, которая ставится только на ППС);

технологические нефтепроводы и запорно-регулирующая арматура;

регуляторы давления;

КПП СОД (камеры пуска и приема средств очистки и диагностики).

14. Рабочие характеристики насосных агрегатов и станций

Характеристиками центробежных насосов называются зависимости развиваемого напора H , потребляемой мощности N , коэффициента полезного действия η и допустимого кавитационного запаса $\Delta h_{от}$ подачи Q .

Для определения суммарной напорной характеристики нескольких параллельно работающих насосов складываются абсциссы характеристик $H(Q)$

Напорная характеристика центробежного насоса может быть описана уравнением параболы

$$h = a - b \cdot Q^2 \quad ,$$

где a и b – коэффициенты, определяемые по заводской характеристике насоса.

При параллельном соединении p однотипных насосов их суммарная напорная характеристика имеет вид

$$h = a - b \cdot \left(\frac{Q}{p} \right)^2 \quad .$$

При последовательном соединении однотипных насосов аналитическая зависимость суммарной напорной характеристики может быть представлена в виде

$$h = s \cdot (a - b \cdot Q^2) \quad .$$

Если соединяемые насосы разнотипны, то коэффициенты для их суммарной характеристики при последовательном соединении можно определить по формулам

$$a = \sum_{i=1}^s a_i; \quad b = \sum_{i=1}^s b_i \quad .$$

15. Технологический расчет магистральных нефтепроводов

Целью технологического расчета газопровода является решение следующих задач: определить диаметр газопровода; определить необходимое количество компрессорных станций и расставить их по трассе газопровода; рассчитать режимы работы КС; провести уточненный гидравлический и тепловой расчет линейных участков и режимов работы промежуточных КС до конечного пункта газопровода.

Расчет выполняется в следующем порядке:

1) По известному составу определяются основные физические свойства газа:

- плотность газа при стандартных условиях

$$\rho_{г} = \sum_{i=1}^n a_i \rho_{гi}$$

где a_i - объемная (мольная) доля i -того компонента смеси, имеющего плотность ρ_i ,
 n -число компонентов смеси;

- относительная плотность газа по воздуху

$$\Delta = \frac{\rho_{\text{гс}}}{\rho_{\text{возд}}}$$

$$M_{\text{Г}} = \sum_{i=1}^n a_i M_{\text{Г}i}$$

$$T_{\text{ГК}} = \sum a_i T_{\text{КР}i}$$

псевдокритическое давление газовой смеси

$$P_{\text{ГК}} = \sum a_i P_{\text{КР}i}$$

где $P_{\text{КР}i}$ - абсолютное критическое давление i -того компонента смеси;

- газовая постоянная

$$R = \frac{\dot{R}}{M_{\text{Г}}}$$

где \dot{R} - универсальная газовая постоянная, $\dot{R} = 8314,3$ Дж/(кмоль·К)

Рассчитывается оценочная пропускная способность газопровода (коммерческий расход, млн. м³/сут)

$$Q = \frac{Q_{\text{зод}} \cdot 10^3}{365 k_{\text{н}}}$$

где $k_{\text{н}} = k_{\text{ро}} \cdot k_{\text{эт}} \cdot k_{\text{нд}}$ - оценочный коэффициент пропускной способности газопровода;

$k_{\text{ро}}$ - коэффициент расчетной обеспеченности потребителей, $k_{\text{ро}} = 0,95$;

$k_{\text{эт}}$ - коэффициент учета экстремальных температур, $k_{\text{эт}} = 0,98$;

$k_{\text{нд}}$ - оценочный коэффициент надежности газопровода, зависящий от длины и диаметра газопровода, учитывающий необходимость компенсации снижения пропускной способности газопровода при отказах линейных участков и оборудования КС.

Полагая, что рабочее давление P в газопровode равно номинальному давлению нагнетания, вычисляют толщину стенки δ_0 газопровода по формуле

$$\delta_0 = \frac{n_p P D_{\text{н}}}{2(R_1 + n_p P)}$$

где $n_p = 1,1$ (коэффициент надежности по нагрузке);

расчетное сопротивление металла вычисляют по формуле

$$R_1 = \sigma_{\text{сп}} \frac{m_y}{K_1 K_{\text{н}}}$$

где m_y - коэффициент условий работы трубопровода, зависящий от его

категории: ($m_y = 0,9$ для трубопроводов III и IV категорий, $m_y = 0,75$ для трубопроводов I и II категорий, $m = 0,6$ для трубопроводов категории В.

K_1 - коэффициент надежности по материалу

$K_{\text{н}}$ - коэффициент надежности по назначению трубопровода, зависящий от его диаметра, а для газопроводов и от его рабочего давления

Вычисленное значение толщины стенки δ_0 округляется в большую сторону до стандартной величины δ из рассматриваемого сортамента труб, после чего определяется значение внутреннего диаметра D .

Определяют давления в начале и в конце линейного участка газопровода

$$P_{\text{н}} = P_{\text{мгз}} - \Delta P_{\text{мгз}};$$

$$P_{\text{к}} = P_{\text{гс}} + \Delta P_{\text{гс}}$$

По формуле рассчитывают среднее давление в линейном участке газопровода:

$$P_{\text{ср}} = \frac{2}{3} \cdot \frac{P_{\text{н}}^3 - P_{\text{к}}^3}{P_{\text{н}}^2 - P_{\text{к}}^2} = \frac{2}{3} \cdot \frac{(P_{\text{н}} - P_{\text{к}})(P_{\text{н}}^2 + P_{\text{н}} \cdot P_{\text{к}} + P_{\text{к}}^2)}{(P_{\text{н}} - P_{\text{к}})(P_{\text{н}} + P_{\text{к}})} = \frac{2}{3} \cdot \frac{P_{\text{н}}(P_{\text{н}} + P_{\text{к}}) + P_{\text{к}}^2}{P_{\text{н}} + P_{\text{к}}} = \frac{2}{3} \cdot \left(P_{\text{н}} + \frac{P_{\text{к}}^2}{P_{\text{н}} + P_{\text{к}}} \right)$$

Для расчета расстояния между КС задаются в первом приближении ориентировочным значением средней температуры на линейном участке

$$T_{CP} = 0,5(T_H + T_0)$$

где T_H - начальная температура на входе в линейный участок. В первом приближении можно принять $T_H = 293..303$ К ($20..30^\circ$ С); T_0 - температура окружающей среды на уровне оси газопровода.

$$P_{np} = \frac{P}{P_{нк}}; \quad T_{np} = \frac{T}{T_{нк}}$$

$$z_{cp} = 1 - \frac{0,0241 P_{np}}{1 - 1,68 T_{np} + 0,078 T_{np}^2 + 0,0107 T_{np}^3}$$

Полагая в первом приближении режим течения квадратичным, рассчитывают коэффициенты гидравлического сопротивления $\lambda_{тр}$ и λ :

$$\lambda_{мр} = 0,067 \left(\frac{2k_s}{D} \right)^{0,2}$$

$$\lambda = 1,05 \frac{\lambda_{мр}}{E^2}$$

где $k_s = 0,03$ (по рекомендации ВНИИГаз) - значение эквивалентной шероховатости стенки газопровода; E - коэффициент гидравлической эффективности газопровода, $E = 0,95$ при наличии на газопровode устройств для периодической очистки внутренней полости трубопровода, а при отсутствии указанных устройств $E = 0,92$.

Определяется среднее ориентировочное расстояние между КС

$$l'_{кс} = \frac{K^2 D^5 (P_H^2 - P_K^2)}{Q^2 \lambda z_{cp} \Delta T_{cp}}$$

Определяется число компрессорных станций

$$n_0 = \frac{L}{l'_{кс}}$$

которое округляется до целого $n_{кс}$ (как правило в большую сторону).

Уточняется расстояние между КС

$$l_{кс} = \frac{L}{n_{кс}}$$

16. Исходные данные для технологического расчета магистрального газопровода

Основными исходными данными, дающими возможность выполнения технологического расчета МГ, являются: производительность газопровода, физические свойства транспортируемого газа, температура грунта на глубине заложения оси трубопровода и температура воздуха, механические свойства металла труб, экономические показатели затрат на сооружение и эксплуатацию газопровода, профиль трассы газопровода.

Производительность газопровода указывается в задании на проектирование в млрд. м³ в год при стандартных условиях (температуре $T = 293,15$ К и давлении $P = 0,1013$ МПа.).

Технологический расчет МГ выполняется с использованием расчетной суточной производительности

$$Q = \frac{Q_{г} \cdot 10^3}{365 K_{и}^0}$$

где $K_{и}^0$ – оценочный коэффициент использования пропускной способности, определяемый по формуле:

$$K_{и}^0 = K_{ро} K_{эт} K_{нд}^0$$

где K_{po} – коэффициент расчетной обеспеченности газоснабжения потребителей, связанный с необходимостью увеличения пропускной способности газопровода в период повышенного спроса на газ; $K_{эт}$ – коэффициент экстремальных температур, учитывающий снижение пропускной способности газопровода при повышении температуры воздуха выше расчетного значения; $K_{нд}^0$ – оценочный коэффициент надежности газопровода, учитывающий снижение пропускной способности МГ при отказах линейной части и оборудования КС.

В соответствии с ОНТП следует принимать следующие значения коэффициентов:

$K_{po} = 0,95$; $K_{эт} = 0,98$;

17. Основные этапы технологического расчета нефтепровода

Определение параметров проектирования: На этом этапе определяются основные параметры нефтепровода, такие как диаметр трубопровода, длина, расход нефти, давление и температура перекачиваемой среды, свойства нефти и материал трубопровода.

Гидравлический расчет: Этот этап включает определение необходимого давления для перемещения нефти через трубопровод с учетом его параметров, географических особенностей (например, высотного профиля маршрута), сопротивления трения и других гидравлических потерь.

Механический расчет: На этом этапе проводятся расчеты прочности и устойчивости трубопровода. Это включает оценку механических напряжений, вызванных внутренним давлением, внешними воздействиями (например, грузы на поверхности земли), а также устойчивость трубопровода относительно гравитационных нагрузок и сил, возникающих в результате перемещения нефти.

Определение необходимого оборудования и материалов: На основе результатов предыдущих расчетов определяется необходимое оборудование для обеспечения безопасной и эффективной работы нефтепровода, а также материалы для строительства и эксплуатации трубопровода.

Экономический анализ: Проводится оценка затрат на строительство и эксплуатацию нефтепровода, а также прогнозирование доходов от его использования.

18. Потери напора и гидравлический уклон в простом нефтепроводе

При перекачке нефти по магистральному нефтепроводу напор, развиваемый насосами перекачивающих станций, расходуется на трение жидкости о стенку трубы h_{τ} , преодоление местных сопротивлений h_{mc} , статического сопротивления из-за разности геодезических (нивелирных) отметок Δz , а также создания требуемого остаточного напора в конце трубопровода $h_{ост}$.

Полные потери напора в трубопроводе составят

$$H = h_{\tau} + h_{mc} + \Delta z + h_{ост}$$

19. Трубопроводы с лупингами и вставками

В определённых случаях нефтепровод может иметь структуру, отличную от структуры обычного трубопровода.

Вставка – участок трубопровода с отличным от основного диаметром.

Вставка представляет собой последовательное соединение трубопроводов с различными диаметрами, и служит для увеличения пропускной способности трубопровода и для снижения потерь напора.

Лупинг – дополнительный трубопровод, проложенный параллельно основному и соединённый с ним.

Лупинг представляет собой два параллельно соединённых трубопровода, и служит для увеличения пропускной способности трубопровода и для снижения потерь напора.

20. Определение перевальной точки и расчетной длины нефтепровода

Перевальной точкой называется такая возвышенность на трассе нефтепровода, от которой нефть приходит к конечному пункту нефтепровода самотеком. Таких вершин в общем случае может быть несколько. Расстояние от начала нефтепровода до ближайшей из них называется *расчетной длиной нефтепровода*. Рассмотрим это на примере нефтепровода протяженностью L , диаметром D и производительностью Q .

определяется значение потерь напора на трение (с учетом надбавки на местные сопротивления) для участка длиной l

$$h_l = 102 \cdot \lambda \cdot \frac{l}{D} \cdot \frac{w^2}{2g} = 102 \cdot \beta \cdot \frac{v^m \cdot Q^{2-m}}{D^{5-m}} \cdot l = 102 \cdot i \cdot l$$

21. Характеристика нефтепровода

Характеристикой нефтепровода называется зависимость напора, необходимого для ведения перекачки, от расхода.

22. Уравнение баланса напоров

$$h_{\Pi}(Q) + H_{см}(Q) = 102 \cdot i(Q) \cdot L_P + \Delta z + h_{ост}$$

где $h_{ост} = p_k / (\rho \cdot g)$ – остаточный напор в конце МН, м. Переход от давления к остаточному напору удобен потому, что последний определяется уровнем взлива в резервуаре, его нивелирной отметкой и потерями в подводящих трубопроводах. Ориентировочно можно принять $h_{ост} = 30-40$ м [2, 3, 25–27].

23. Определение числа перекачивающих станций

На основании уравнения баланса напоров, необходимое число перекачивающих станций составит

$$n_0 = \frac{H - N_{\text{Э}} h_{\Pi}}{m_M h_M} = \frac{H - N_{\text{Э}} h_{\Pi}}{H_{\text{СТ}}}$$

Рассмотрим вариант округления числа ПС в меньшую сторону В этом случае при $n < n_0$ напора станций недостаточно, следовательно для обеспечения плановой производительности $Q_{\text{пл}}$ необходимо уменьшить гидравлическое сопротивление трубопровода прокладкой дополнительного лупинга (вставки большего диаметра) Необходимую длину лупинга определяем следующим образом. Запишем уравнение баланса напоров для расчетного n_0 и округленного n числа перекачивающих станций

$$N_{\text{Э}} h_{\Pi} + n_0 \cdot H_{\text{СТ}} = 102 \cdot i \cdot L_P + \Delta z + N_{\text{Э}} h_{\text{ОСТ}} ;$$

$$N_{\text{Э}} h_{\Pi} + n \cdot H_{\text{СТ}} = 102 \cdot i \cdot [L_P - l_{\text{л}}(1 - \omega)] + \Delta z + N_{\text{Э}} h_{\text{ОСТ}} .$$

Вычитая из первого уравнения второе, получим

$$(n_0 - n) \cdot H_{\text{СТ}} = 102 \cdot i \cdot l_{\text{л}}(1 - \omega) ,$$

$$l_{\text{л}} = \frac{(n_0 - n) \cdot H_{\text{СТ}}}{102 \cdot i \cdot (1 - \omega)} .$$

$$l_{\text{в}} = \frac{(n_0 - n) \cdot H_{\text{СТ}}}{102 \cdot i \cdot (1 - \Omega)} .$$

$$h_M^* = \frac{H - N_{\Sigma} h_{\Pi}}{n \cdot m_M} .$$

$$D_y = D_3 \sqrt{\frac{h_M^* + b_M Q^2}{a_M}}$$

24. Расстановка перекачивающих станций по трассе нефтепровода

Расстановка перекачивающих станций выполняется графически на сжатом профиле трассы. В основе метода лежит уравнение баланса напоров.

Допустим, что в работе находятся три перекачивающие станции (оборудованные однотипными магистральными насосами и создающие одинаковые напоры $H_{cm1} = H_{cm2} = H_{cm3}$). На головной НПС установлены подпорные насосы, создающие подпор h_n . В конце трубопровода (эксплуатационного участка) обеспечивается остаточный напор h .

Из начальной точки трассы вертикально вверх отложим отрезок AC , равный суммарному напору, развиваемому подпорными насосами и перекачивающими станциями, $AC = h_n + nH_{cm}$ а из конечной точки отрезок BC , равный остаточному напору $h_{ост}$. Соединив точки C и B получаем линию гидравлического уклона с учетом местных сопротивлений.

Местоположение на трассе промежуточных НПС определяется проведением линий, параллельных линии гидравлического уклона через вершины отрезков H_{cm1} и $H_{cm1} + H_{cm2}$. Расположение второй нефтеперекачивающей станции на профиле трассы соответствует точке M , а третьей — точке N .

Добавляя к напору станции подпор h_n передаваемый ГНПС, получим линию распределения напоров по длине нефтепровода.

Докажем, что местоположение второй НПС определено верно. Суммарный напор, развиваемый ГНПС, равен $h_n + H_{ст}$. Этот напор равен сумме потерь напора $1,02 \cdot i \cdot l_i$ разности нивелирных высот $\Delta z_i = z_M - z_A$, а также остаточного напора на входе во вторую НПС. Таким образом, на перегоне между ГНПС и НПС-2 уравнение баланса напоров при проектной производительности выполняется. Следовательно, положение НПС-2 найдено верно.

25. Расчет нефтепровода при заданном положении перекачивающих станций

В соответствии с нормами технологического проектирования, перекачивающие станции предпочтительно размещать вблизи населенных пунктов, источников энерго- и водоснабжения, существующей сети железных и шоссейных дорог. Кроме того, определенные требования предъявляются и к площадкам ПС. Таким образом, в ряде случаев местоположение ПС может быть задано изначально.

В пределах эксплуатационного участка подпор на входе с-й ПС и напор на ее выходе определяются выражениями

$$\Delta H_C = h_{\Pi} + \sum_{i=1}^{C-1} H_{ст i} - \Delta z_C - 1,02 \cdot f \cdot Q^{2-m} \sum_{i=1}^{C-1} l_i ,$$

$$H_{ПС с} = \Delta H_C + H_{ст с} ,$$

где $\Delta z_C = z_C - z_1$ – разность геодезических отметок с-й ПС и начала нефтепровода;

$h_{\Pi} = a_{\Pi} - b_{\Pi} Q^{2-m}$ – подпор на ГПС;

$H_{ст i} = m_{M i} (a_{M i} - b_{M i} Q^{2-m})$ – напор, развиваемый насосами i -й ПС;

$m_{M i}$ – количество работающих магистральных насосов на i -й ПС;

Q – производительность трубопровода, определяемая из уравнения баланса напоров для магистрали в целом.

Для каждой i -й ПС вычисляются значения фактического подпора ΔH_i и напора $H_{ПСi}$, которые должны удовлетворять условиям

$$\Delta H_i \geq \Delta H_{\min i};$$

$$H_{ПСi} \leq H_{ПС \max i},$$

где $\Delta H_{\min i}$, $H_{ПС \max i}$ – соответственно разрешенные значения минимального подпора на входе и максимального напора на выходе i -й ПС.

26. Расчет коротких трубопроводов

При движении реальных жидкостей в трубопроводах происходят потери напора (удельной энергии), которые в соответствии с законом наложения сопротивлений определяются между двумя расчетными сечениями 1-1 и 2-2 как сумма:

$$\sum h_{w_{1-2}} = \sum h_m + \sum h_l$$

где $\sum h_m$ - сумма потерь напора на преодоление местных сопротивлений;

$\sum h_l$ - сумма потерь напора по длине (на трение).

Все трубопроводы, работающие в напорном гидравлическом режиме, по принятой классификации делят на три вида:

1. Насадки - весьма короткие трубы, длина которых находится в пределах

$$3d \leq l \leq 7d$$

При гидравлическом расчете насадков учитываются только местные потери напора, потерями напора по длине ввиду их малости пренебрегают.

2. Короткие трубопроводы - трубопроводы, в которых местные потери напора и потери по длине сопоставимы по значению, поэтому при гидравлическом расчете коротких трубопроводов учитываются все потери напора как местные, так и по длине.

3. Длинные трубопроводы - трубопроводы, в которых потери напора по длине настолько превышают местные потери, что последними, ввиду малости, пренебрегают или учитывают долей в общих потерях, увеличивая найденные значения потерь напора по длине на 5-10 %.

Главнейшими уравнениями, которые применяются для расчета насадков и коротких трубопроводов, являются:

- 1) уравнение Бернулли для целого потока реальной жидкости;
- 2) уравнение неразрывности или баланса расхода;
- 3) уравнения для определения потерь напора.

В зависимости от исходных данных и методики расчета коротких трубопроводов различают три типа задач:

- 1) определение напора H , необходимого для пропуск расчетного расхода в трубопроводе заданных размеров;
- 2) определение расхода Q при расчетном напоре H в заданном трубопроводе;
- 3) определение диаметра d трубопровода, обеспечивающего пропуск расчетного расхода Q при заданном напоре H .

Часто в числе задач гидравлического расчета коротких трубопроводов требуется выполнить построение напорной (линии удельной энергии) и пьезометрической линий. Следует отметить, что с гидравлической точки зрения к коротким трубопроводам (трубам) относятся все сооружения трубчатой конструкции, работающие в напорном гидравлическом режиме.

Основным уравнением гидродинамики, устанавливающим связь между основными характеристиками потока - скоростью, давлением в двух выбранных сечениях 1-1 и 2-2, является уравнение Бернулли:

$$z_1 + \frac{p_1}{\rho \times g} + \frac{\alpha \times v_1^2}{2g} = z_2 + \frac{p_2}{\rho \times g} + \frac{\alpha \times v_2^2}{2g} + \sum h_{w1-2}$$

27. Изменение подпора перед станциями при изменении вязкости перекачиваемой нефти

В течение года при сезонной смене температуры вязкость транспортируемой нефти изменяется (рис. 1.20). В случае повышения температуры нефти от t_1 до t_2 , вязкость нефти уменьшается. Это приводит к уменьшению гидравлического сопротивления трубопровода ($H_2 < H_1$) и возрастанию расхода ($Q_2 > Q_1$).

Рассмотрим влияние изменения вязкости нефти на величину подпоров ПС. Предположим, что на всех станциях установлено одинаковое число однотипных насосов, подпор на головной перекачивающей станции h_n , остаточный напор на конечном пункте $h_{ост}$.

Примем для простоты, что нефтепровод состоит из одного эксплуатационного участка $N_{э}=1$, а число ПС составляет n

Напор перекачивающей станции в зимний период составит

$$H_{сн} = \frac{H_1 - h_n}{n}$$

в летний период

$$H_{сл} = \frac{H_2 - h_n}{n}$$

где H_1, H_2 – суммарные потери напора в трубопроводе, соответственно в зимний и летний периоды.

Величину подпора ΔH_c перед c -й ПС можно найти из уравнения баланса напоров

$$h_n + (c - 1) (a - b Q^{2 \cdot m}) = 102 \cdot f \cdot Q^{2 \cdot m} \cdot \sum_{i=1}^{c-1} l_i + \Delta z_c + \Delta H_c$$

Откуда

$$\Delta H_c = h_n + (c - 1) a - \Delta z_c - Q^{2 \cdot m} \left[(c - 1) b + 102 \cdot f \cdot \sum_{i=1}^{c-1} l_i \right]$$

Значение расхода в выражении определяется из уравнения баланса напоров нефтепровода в целом, что позволяет записать

$$Q^{2 \cdot m} = \frac{h_n - h_{ост} + n \cdot a - \Delta z}{n b + 102 \cdot f \cdot L}$$

После подстановки получим

$$\Delta H_c = h_n + (c - 1) a - \Delta z_c - \frac{h_n - h_{ост} + n \cdot a - \Delta z}{n b + 102 \cdot f \cdot L} \left[(c - 1) b + 102 \cdot f \cdot \sum_{i=1}^{c-1} l_i \right]$$

откуда

$$\Delta H_c = h_n + (c - 1) a - \Delta z_c - (h_n - h_{ост} + n \cdot a - \Delta z) \cdot \frac{c - 1}{n} \cdot \frac{b + 102 \cdot f \cdot \sum_{i=1}^{c-1} l_i}{b + 102 \cdot f \cdot \frac{L}{n}}$$

Как следует из выражения от величины вязкости зависит только один множитель

$$\frac{b + 102 \cdot f \cdot \sum_{i=1}^{c-1} \frac{l_i}{c-1}}{b + 102 \cdot f \cdot \frac{L}{n}},$$

так как

$$f = \beta \cdot \frac{\gamma^m}{D^{5 \cdot m}}$$

Введем обозначения:

$$A = h_{\Pi} + (c - 1) a - \Delta z_c;$$

$$B = (h_{\Pi} - h_{\text{ост}} + n \cdot a - \Delta z) \cdot \frac{c - 1}{n};$$

$l_{\text{CP}(c)} = \sum_{i=1}^{c-1} \frac{l_i}{c-1}$ – среднее расстояние между перекачивающими станциями на участке до с-й ПС;

$L_{\text{CP}} = \frac{L}{n}$ – среднее арифметическое расстояние между ПС;

С учетом принятых упрощений выражение можно представить в виде

$$\Delta H_c = A - B \cdot \frac{b + 102 \cdot f \cdot l_{\text{CP}(c)}}{b + 102 \cdot f \cdot L_{\text{CP}}} = E + F \cdot [L_{\text{CP}} - l_{\text{CP}(c)}],$$

$$E = A - B; \quad F = \frac{B}{\frac{b}{102 \cdot f} + L_{\text{CP}}} = \frac{B}{\frac{b \cdot D^{5 \cdot m}}{102 \cdot \beta \cdot \gamma^m} + L_{\text{CP}}}$$

28. Режим работы нефтепроводов

Режимы работы нефтепровода определяются подачей и напором насосов ПС в рассматриваемый момент времени, которые характеризуются условиями материального и энергетического баланса перекачивающих станций и трубопровода. Любое нарушение баланса приводит к изменению режима работы и обуславливает необходимость регулирования

К основным факторам, влияющим на режимы работы системы «ПС – трубопровод», можно отнести следующие:

переменная нагрузка нефтепровода, вызванная различной закономерностью работы поставщиков нефти, нефтепровода и потребителей (НПЗ);

изменение реологических параметров нефти вследствие сезонного изменения температуры, а также влияния содержания воды, парафина, растворенного газа и т. п.; технологические факторы – изменение параметров насосов, их включение и отключение, наличие запасов нефти или свободных емкостей и т. д.;

аварийные или ремонтные ситуации, вызванные повреждениями на линейной части, отказами оборудования ПС, срабатываниями предельной защиты. Некоторые из этих факторов действуют систематически, некоторые – периодически. Все это создает условия, при которых режимы работы системы «ПС – трубопровод» непрерывно изменяются во времени.

Из уравнения баланса напоров следует, что все методы регулирования можно условно разделить на две группы:

методы, связанные с изменением параметров перекачивающих станций
изменение количества работающих насосов или схемы их соединения;
регулирование с помощью применения сменных роторов или обточенных рабочих колес;
регулирование изменением частоты вращения вала насоса;
методы, связанные с изменением параметров трубопровода
дресселирование;
перепуск части жидкости во всасывающую линию (байпасирование).

29. Регулирование режимов работы нефтепровода

Режимы работы нефтепровода определяются подачей и напором насосов ПС в рассматриваемый момент времени, которые характеризуются условиями материального и энергетического баланса перекачивающих станций и трубопровода. Любое нарушение баланса приводит к изменению режима работы и обуславливает необходимость регулирования.

К основным факторам, влияющим на режимы работы системы «ПС – трубопровод», можно отнести следующие:

переменная нагрузка нефтепровода, вызванная различной закономерностью работы поставщиков нефти, нефтепровода и потребителей (НПЗ);
изменение реологических параметров нефти вследствие сезонного изменения температуры, а также влияния содержания воды, парафина, растворенного газа и т. п.;
технологические факторы – изменение параметров насосов, их включение и отключение, наличие запасов нефти или свободных емкостей и т. д.;
аварийные или ремонтные ситуации, вызванные повреждениями на линейной части, отказами оборудования ПС, срабатываниями предельной защиты. Некоторые из этих факторов действуют систематически, некоторые – периодически. Все это создает условия, при которых режимы работы системы «ПС – трубопровод» непрерывно изменяются во времени.

Из уравнения баланса напоров следует, что все методы регулирования можно условно разделить на две группы:

методы, связанные с изменением параметров перекачивающих станций
изменение количества работающих насосов или схемы их соединения;
регулирование с помощью применения сменных роторов или обточенных рабочих колес;
регулирование изменением частоты вращения вала насоса;
методы, связанные с изменением параметров трубопровода
дресселирование;
перепуск части жидкости во всасывающую линию (байпасирование).

30. Выбор рациональных режимов эксплуатации магистрального нефтепровода

Энергозатраты характеризуются величиной активной потребляемой мощности электродвигателя насоса, определяемой из соотношения:

$$N_{\text{потр}} = \frac{Q \cdot \rho \cdot g \cdot h}{\eta_n \cdot \eta_z \cdot \eta_{\text{мех}}}$$

где ρ - расчетная плотность нефти;

g - ускорение свободного падения;

h - напор, развиваемый насосом при подаче Q ;

$\eta_n \cdot \eta_z \cdot \eta_{мех}$ - соответственно значения к. п. д. насоса, электродвигателя и механической передачи, $\eta_{мех} = 0,99$

Значение к.п.д. насоса описывается полиномом

$$\eta_n = k_1 Q + k_2 Q^2 + k_3 Q^3$$

где k_1, k_2, k_3 - коэффициенты аппроксимации, определяемые методом наименьших квадратов

Коэффициент полезного действия электродвигателя η_z определяется выражением

$$\eta_z = r_0 + r_1 K_3 + r_2 K_3^2$$

где r_0, r_1, r_2 - эмпирические коэффициенты, определяемые методом наименьших квадратов по паспортным характеристикам электродвигателей насосов.

K_3 - коэффициент загрузки электродвигателя, равный отношению мощности на валу электродвигателя N_z к его номинальной мощности $N_{эн}$

$$K_3 = \frac{N_z}{N_{эн}} = \frac{Q \cdot \rho \cdot g \cdot h}{N_{эн} \eta_n \eta_{мех}}$$

Для каждого из вариантов включения насосов на НПС определяется сумма потребляемой мощности для всех насосов, включенных в работу. В качестве критерия оценки эффективности режимов перекачки могут быть приняты удельные энергозатраты на 1 тонну нефти, определяемые по формуле:

$$E_{y\delta} = \frac{1}{\rho Q} = \left[N_{потр\ n} + \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^{n_{mj}} \varphi_{jk} \cdot N_{потр\ m\ jk} \right]$$

При заданном плане перекачки V за плановое время T расход нефти в трубопроводе должен составлять $Q=V/T$. Выполнение заданного плана возможно при циклической перекачке на двух режимах, удовлетворяющих условию:

$$Q_1 < Q < Q_2$$

Время работы нефтепровода на двух дискретных режимах определяется из решения системы уравнений:

$$\begin{cases} Q_1 T_1 + Q_2 T_2 = V \\ T_1 + T_2 = T \end{cases}$$

Откуда

$$T_1 = \frac{T \cdot Q_2 - V}{Q_2 - Q_1}, \quad T_2 = \frac{V - T \cdot Q_1}{Q_2 - Q_1}$$

С учетом $V=Q \cdot T$ окончательно получим

$$T_1 = \frac{T \cdot (Q_2 - Q)}{Q_2 - Q_1}, \quad T_2 = \frac{T \cdot (Q - Q_1)}{Q_2 - Q_1}$$

Удельные затраты электроэнергии в этом случае будут определяться уравнением

$$E_{y\delta} = \frac{E_{y\delta 1} T_1 Q_1 + E_{y\delta 2} T_2 Q_2}{QT}$$

Левой границей кусочно-выпуклой линии будет режим, имеющий наименьшую величину удельных энергозатрат на перекачку. Значения остальных узловых режимов будут определяться из условия

$$\left(\frac{dE_{y\delta}}{dQ} \right)_{min} = \left[(E_{y\delta 2} - E_{y\delta 1}) \frac{Q_2}{Q_1(Q_2 - Q_1)} \right]_{min}$$

31. Режим работы нефтепровода при отключении перекачивающих станций

Временное отключение какой-либо перекачивающей станции может быть вызвано перебоями в системе энергоснабжения, аварией, ремонтными работами и т. п. При выходе из строя перекачивающей станции режим нефтепровода резко изменится. Рассмотрим нефтепровод, состоящий из одного эксплуатационного участка с n перекачивающими станциями. Все ПС оборудованы однотипными насосами. Запишем уравнение баланса напоров

$$a_{\Pi} - b_{\Pi} \left(\frac{Q}{m_{\Pi}} \right)^{2-m} + \sum_{i=1}^n m_{Mi} (a_M - b_M Q^{2-m}) = 102 \cdot f \cdot L \cdot Q^{2-m} + \Delta z + h_{\text{ОСТ}}$$

где a_{Π} , b_{Π} , a_M , b_M – коэффициенты напорной характеристики подпорного и магистрального насоса;

m_{Mi} – число работающих магистральных насосов на i -й перекачивающей станции;

m_{Π} – число работающих подпорных насосов на ГПС.

Из уравнения баланса напоров производительность нефтепровода со всеми работающими станциями составляет

$$Q = \frac{a_{\Pi} + \sum_{i=1}^n m_{Mi} a_M - \Delta z - h_{\text{ОСТ}}}{102 \cdot f \cdot L + \frac{b_{\Pi}}{m_{\Pi}^{2-m}} + \sum_{i=1}^n m_{Mi} b_M}^{\frac{1}{2-m}}$$

Если бы нефтепровод был рассчитан на работу при любых напорах (давлениях), то при отключении любой одной станции расход в трубопроводе составил бы

$$Q_* = \frac{a_{\Pi} + \sum_{i=1}^{n-1} m_{Mi} a_M - \Delta z - h_{\text{ОСТ}}}{102 \cdot f \cdot L + \frac{b_{\Pi}}{m_{\Pi}^{2-m}} + \sum_{i=1}^{n-1} m_{Mi} b_M}^{\frac{1}{2-m}}$$

32. Нефтепроводы со сбросами и подкачками

Нефтепровод со сбросом

При сбросе количество H , поступающей в правый участок, уменьшается.

Перекачивающие станции, расположенные на правом участке, начнут «высасывать» H из левой части тр-да, что приведет к возрастанию расхода на левом участке. Подпоры на всех промежуточных станциях уменьшатся. Наименьшее значения подпора будет на перекачивающей станции, где размещен пункт сброса(ПС).

Нефтепровод с подкачкой

В случае подкачки гидравлическое сопротивление в левой части трубопровода возрастает, что приводит к уменьшению расхода.

Таким образом, в случае критической подкачки $q_{\text{кр}}$ напор на выходе с-й ПС достигает максимально допустимого значения $H_{\text{ПСmax}}$.

33. Нефтепровод со сбросом

Нефтепровод со сбросом

При сбросе количество H , поступающей в правый участок, уменьшается.

Перекачивающие станции, расположенные на правом участке, начнут «высасывать» H из левой части тр-да, что приведет к возрастанию расхода на левом участке. Подпоры на всех промежуточных станциях уменьшатся. Наименьшее значения подпора будет на перекачивающей станции, где размещен пункт сброса(ПС).

34. Нефтепровод с подкачкой

Нефтепровод с подкачкой

В случае подкачки гидравлическое сопротивление в левой части трубопровода возрастает, что приводит к уменьшению расхода.

Таким образом, в случае критической подкачки $q_{кр}$ напор на выходе с-й ПС достигает максимально допустимого значения $H_{ПСmax}$.

35. Увеличение пропускной способности нефтепровода

Увеличение потребности в нефтепродуктах в рассматриваемом экономическом районе, обусловленное особенностями его развития, влечет за собой увеличение:

- а) мощности нефтеперерабатывающего завода (заводов), обслуживающего этот район.
- б) средств доставки продуктов переработки нефти потребителям.

Возрастание мощности завода, в свою очередь, приводит к необходимости увеличения пропускной способности транспортных средств, доставляющих нефть от промыслов на нефтеперерабатывающий завод.

Так возникает задача об увеличении пропускной способности действующего нефтепровода.

Часто еще в задании на проектирование ставится условие, что производительность нефтепровода должна наращиваться и наибольшего значения достичь лишь к определенному сроку. Диаметр такого нефтепровода выбирается соответствующим наибольшей производительности. Нефтеперекачивающие станции строятся и вводятся в эксплуатацию не одновременно, а по очередям.

36. Расчет производительности нефтепровода при удвоении числа нефтеперекачивающих станций

После того как количество НПС будет удвоено, в соответствии с уравнением баланса напоров

$$h_{\Pi} + 2n(A - BQ_1^{2-m}) = 1,02f * Q_1^{2-m} * L_p + \Delta z + h_{ОСТ}$$

в нефтепроводе установится производительность

$$Q_1 = \left[\frac{h_{\Pi} + 2nA - \Delta z - h_{ОСТ}}{1,02f * L_p + 2nB} \right]^{\frac{1}{2-m}}$$

Получим:

$$\chi_{НПС} = \left[\left(\frac{h_{\Pi} + 2nA - \Delta z - h_{ОСТ}}{1,02f * L_p + 2nB} \right) \left(\frac{1,02f * L_p + nB}{h_{\Pi} + nA - \Delta z - h_{ОСТ}} \right) \right]^{\frac{1}{2-m}} = \left(\frac{1 + \frac{nA}{h_{\Pi} + nA - \Delta z - h_{ОСТ}}}{1 + \frac{nB}{1,02f * L_p + nB}} \right)^{\frac{1}{2-m}}$$

$$\chi_{НПС} = \left(\frac{2}{1 + \frac{W}{1+W}} \right)^{\frac{1}{2-m}}$$

Из уравнения баланса напоров для трубопровода, имеющего лупинг длиной $l_{л}$

$$h_{\Pi} + n(A - BQ_0^{2-m}) = 1,02f * L_p * Q_0^{2-m} \left[1 - \frac{l_{л}}{L_p} * (1 - \omega) \right] + \Delta z + h_{ОСТ}$$

следует, что его производительность составит

$$Q_0 = \left\{ \frac{h_{\Pi} + nA - \Delta z - h_{ОСТ}}{1,02f * L_p \left[1 - \frac{l_{л}}{L_p} (1 - \omega) \right] + nB} \right\}^{\frac{1}{2-m}}$$

Соответственно, увеличение производительности произойдет в число раз, равное

$$\chi_{л} = \frac{Q_0}{Q} = \left\{ \frac{1,02f * L_p + nB}{1,02f * L_p \left[1 - \frac{l_{л}}{L_p} (1 - \omega) \right] + nB} \right\}^{\frac{1}{2-m}} = \left[\frac{1+W}{1 - \frac{l_{л}}{L_p} (1 - \omega) + W} \right]^{\frac{1}{2-m}}$$

$$\chi_{\text{л}} = \frac{1}{\left[1 - \frac{L_{\text{л}}}{L_{\text{р}}} (1 - \omega)\right]^{\frac{1}{2-m}}}$$

37. Прокладка лупинга

Лупинг – дополнительный трубопровод, проложенный параллельно основному и соединённый с ним, служит для увеличения пропускной способности трубопровода и для снижения потерь напора.

38. Состав сооружений и классификация магистральных газопроводов

Состав сооружений магистрального газопровода

1 - промыслы ; 2 - газосборный пункт ; 3 - промысловый коллектор ; 4 - установка подготовки газа ; 5 - головная компрессорная станция (КС) ; 6 - магистральный трубопровод ; 7 - промежуточная КС ; 8 - линейные запорные устройства ; 9 - подводный переход с резервной ниткой ; 10 - переход под железной дорогой ; 11 - отвод от магистрального газопровода ; 12 - газораспределительная станция (ГРС) ; 13 - конечная ГРС ; 14 - станция подземного хранения газа (СПХГ) ; 15 - газорегуляторный пункт (ГРП) ; 16 - тепловая электростанция ; 17 - газоперерабатывающий завод (ГПЗ)

подразделяются на два класса:

1-й класс – при рабочем давлении свыше 2,5 МПа до 10 МПа включительно;

2-й класс – при рабочем давлении свыше 1,2 МПа до 2,5 МПа включительно.

Газопроводы, эксплуатируемые при давлениях ниже 1,2 МПа, к магистральным газопроводам не относятся. Протяженность магистральных газопроводов составляет обычно от нескольких десятков до нескольких тысяч километров, а диаметр – от 150 до 1420 мм включительно. Большая часть газопроводов имеет диаметр от 720 до 1420 мм включительно.

39. Основные физические свойства газов

Физические свойства напрямую зависят от состава и условий эксплуатации, поэтому приведенные ниже параметры указаны для общих случаев:

температура самовозгорания - 650°C;

удельная теплота сгорания около 28-46 МДж/м³;

плотность в сухом газообразном состоянии в пределах 0,68 - 0,85 кг/м³, в сжиженном - 400 кг/м³.

Чистый газ горит пламенем голубого цвета, но примеси могут изменять окраску, что позволяет оценить качество сгорания. В частности, желтый оттенок проявляется при недостатке кислорода и сигнализирует о неполном сгорании газа и, как следствие, повышенном образовании копоти и угарного газа.

Природный газ и воздух

Природный газ в чистом виде характеризуется отсутствием запаха и цвета, что требует добавления одорантов - специальных веществ, которые придают газу неприятный и резкий запах, а также помогают определить утечки в случае аварийной ситуации. При этом природный газ при утечке поднимается вверх, так как он легче воздуха в 1,8 раза.

При попадании природного газа в воздух образуется взрывоопасная смесь. Нижний предел взрываемости находится в пределах от 3 до 6%, а верхний — от 12 до 16%.

40. Способы определения расходов газа в газопроводе

Все элементы систем газоснабжения рассчитываются на максимальные часовые расходы газа, так называемые расчетные расходы. При наличии разных потребителей система распределения газа рассчитывается на совмещенный расчетный расход, определяемый по суточному графику потребления газа всеми потребителями.

Расчетные расходы газа потребителями определяют несколькими способами: на основании данных проектов газоснабжения;

по номинальным расходам газа газовыми приборами или по теплопроизводительности установок;
 по нормам годового расхода газа потребителями;
 по укрупненным показателям.

Часовой расход газа различными промышленными установками также может быть определен по фактическим данным топливопотребления, но чаще его определяют по удельным расходам условного топлива, т.е. по расходу условного топлива на единицу продукции.

41. Изменение давления по длине газопровода

По мере удаления от начала газопровода, интенсивность падения давления возрастает. Это объясняется тем, что с понижением давления уменьшается плотность газа. В соответствии с уравнением неразрывности, при уменьшении плотности газа увеличивается скорость его движения, то есть возрастают потери на трение и, следовательно, возрастает гидравлический уклон. Таким образом, потери давления на трение пропорциональны квадрату скорости газа.

С увеличением расстояния между компрессорными станциями возрастают удельные потери давления, а значит, и потери энергии на перекачку газа. Следовательно, для уменьшения удельных энергозатрат на перекачку газа – одной из основных статей эксплуатационных расходов на газопроводах, целесообразно работать с высокими давлениями на входе КС. Несмотря на то, что при этом возрастает количество компрессорных станций, экономия энергозатрат весьма существенна.

42. Среднее давление в газопроводе

Среднее давление газа в газопроводе необходимо для определения его физических характеристик, а также для нахождения количества газа, заключенного в объеме трубопровода.

Поскольку изменение давления по длине газопровода происходит по закону параболы, то среднее давление необходимо определять как его среднеинтегральное значение

$$P_{\text{ср}} = \frac{1}{L} \int_0^L P_x dx = \frac{1}{L} \int_0^L \sqrt{P_H^2 - (P_H^2 - P_K^2) \frac{x}{L}} dx$$

43. Изменение температуры газа по длине газопровода

Если газопровод не имеет сбросов и подкачек, то массовый расход газа в нем неизменен.

На этом основании можно записать

$$G = F \sqrt{\frac{(P_H^2 - P_x^2) \cdot D}{\lambda \cdot z \cdot R \cdot T \cdot x}} = F \sqrt{\frac{(P_x^2 - P_K^2) \cdot D}{\lambda \cdot z \cdot R \cdot T \cdot (L - x)}}$$

откуда следует

$$\frac{P_H^2 - P_x^2}{x} = \frac{P_x^2 - P_K^2}{L - x},$$

где x, P_x – соответственно расстояние от начального пункта газопровода до произвольного сечения и давление в этом сечении.

Освобождаясь от знаменателей и решая (2.33) относительно P_x , получим формулу распределения давления по длине газопровода

$$P_x = \sqrt{P_H^2 - (P_H^2 - P_K^2) \frac{x}{L}}$$

По мере удаления от начала газопровода, интенсивность падения давления возрастает. Это объясняется тем, что с понижением давления уменьшается плотность газа. В соответствии с уравнением неразрывности, при уменьшении плотности газа увеличивается скорость его движения, то есть возрастают потери на трение и, следовательно, возрастает гидравлический уклон. Таким образом, потери давления на трение пропорциональны квадрату скорости газа.

С увеличением расстояния между компрессорными станциями возрастают удельные потери давления, а значит, и потери энергии на перекачку газа. Следовательно, для уменьшения удельных энергозатрат на перекачку газа – одной из основных статей эксплуатационных расходов на газопроводах, целесообразно работать с высокими давлениями на входе КС. Несмотря на то, что при этом возрастает количество компрессорных станций, экономия энергозатрат весьма существенна.

44. Необходимость охлаждения газа на КС

В процессе сжатия газа на КС повышается его температура, поэтому газ нужно охлаждать, чтобы не допустить порчи оборудования. Для этого используются аппараты воздушного охлаждения (АВО). Кроме того, газ охлаждают, чтобы увеличить пропускную способность газопровода.

Природный газ занимает наименьший объем, если он находится в сжиженном состоянии. И его тоже можно транспортировать, но уже в специальных емкостях.

45. Влияние рельефа трассы на пропускную способность газопровода

Для газопроводов, идущих под уклон, массовый расход газа будет больше, чем в горизонтальном газопроводе

46. Наклонный газопровод

Расчетная схема наклонного газопровода

Движение газа в наклонном газопроводе описывается системой уравнений:

$$\frac{dP}{\rho} + g \cdot dy + g \cdot dh_{\tau} = 0$$

удельной энергии

$$G = F \cdot \rho \cdot w;$$

неразрывности

$$\frac{P}{\rho} = z \cdot R \cdot T$$

состояния

Для наклонного газопровода

$$dy = \frac{y_k - y_H}{L} dx = \frac{\Delta y}{L} dx$$

Умножив левую и правую части уравнения удельной энергии на $2\rho^2$ и выразив

$$dh_{\tau} = \frac{\lambda}{D} \cdot \frac{w^2}{2g} \cdot dx$$

, получим

$$2\rho \cdot dP + 2\rho^2 \cdot g \cdot \frac{\Delta y}{L} dx + \frac{\lambda}{D} \cdot \frac{G^2}{F^2} \cdot dx = 0$$

Выразим плотность газа из уравнения состояния $\rho = \frac{P}{z \cdot R \cdot T}$. Тогда выражение (2.61) примет вид

$$\frac{2P \cdot dP}{z \cdot R \cdot T} + 2g \cdot \frac{P^2}{(z \cdot R \cdot T)^2} \cdot \frac{\Delta y}{L} dx + \frac{\lambda}{D} \cdot \frac{G^2}{F^2} \cdot dx = 0$$

Умножим все слагаемые (2.62) на $z \cdot R \cdot T$, группируя их, получим

$$2P \cdot dP + \left[\frac{2g}{z \cdot R \cdot T} \cdot \frac{\Delta y}{L} \cdot P^2 + \frac{\lambda \cdot z \cdot R \cdot T}{D \cdot F^2} \cdot G^2 \right] dx = 0$$

Обозначив $a_y = \frac{2g}{z \cdot R \cdot T}$ и $b_y = \frac{\lambda \cdot z \cdot R \cdot T}{D \cdot F^2}$, запишем уравнение удельной энергии в виде

$$2P \cdot dP + \left[\frac{a_y \cdot \Delta y}{L} \cdot P^2 + b_y \cdot G^2 \right] dx = 0$$

Разделяя переменные, проинтегрируем выражение

$$\int_0^L dx = - \int_{P_H}^{P_K} \frac{2P \cdot dP}{\frac{a_y \cdot \Delta y}{L} \cdot P^2 + b_y \cdot G^2} = \int_{P_K}^{P_H} \frac{2P \cdot dP}{\frac{a_y \cdot \Delta y}{L} \cdot P^2 + b_y \cdot G^2}$$

Производная знаменателя правой части выражения равна

$$\frac{d}{dP} \left[\frac{a_y \cdot \Delta y}{L} \cdot P^2 + b_y \cdot G^2 \right] = 2P \cdot \frac{a_y \cdot \Delta y}{L},$$

то есть достаточно умножить числитель на $\frac{a_y \cdot \Delta y}{L}$ и будем иметь дифференциал

знаменателя. Следовательно, правая часть представляет собой интеграл вида $\int \frac{dt}{t} = \ln t$.
Интегрируя в указанных пределах, получим

$$L = \frac{L}{a_y \cdot \Delta y} \cdot \ln \frac{\frac{a_y \cdot \Delta y}{L} \cdot P_H^2 + b_y \cdot G^2}{\frac{a_y \cdot \Delta y}{L} \cdot P_K^2 + b_y \cdot G^2} = \frac{L}{a_y \cdot \Delta y} \cdot \ln \frac{P_H^2 + \frac{b_y \cdot L}{a_y \cdot \Delta y} \cdot G^2}{P_K^2 + \frac{b_y \cdot L}{a_y \cdot \Delta y} \cdot G^2}$$

Потенцируя и освобождаясь от знаменателя, получим

$$\left[P_K^2 + \frac{b_y \cdot L}{a_y \cdot \Delta y} \cdot G^2 \right] \cdot e^{a_y \cdot \Delta y} = P_H^2 + \frac{b_y \cdot L}{a_y \cdot \Delta y} \cdot G^2,$$

откуда

$$P_H^2 - P_K^2 \cdot e^{a_y \cdot \Delta y} = G^2 \cdot \frac{b_y \cdot L \cdot (e^{a_y \cdot \Delta y} - 1)}{a_y \cdot \Delta y}$$

Массовый расход газа в наклонном газопроводе составит

$$G = \sqrt{\frac{P_H^2 - P_K^2 \cdot e^{a_y \cdot \Delta y}}{b_y \cdot L \cdot \frac{e^{a_y \cdot \Delta y} - 1}{a_y \cdot \Delta y}}} = F \cdot \sqrt{\frac{(P_H^2 - P_K^2 \cdot e^{a_y \cdot \Delta y}) \cdot D}{\lambda \cdot z \cdot R \cdot T \cdot L \cdot \frac{e^{a_y \cdot \Delta y} - 1}{a_y \cdot \Delta y}}}$$

47. Рельефный газопровод

Гидравлический расчет участка газопровода, на протяжении которого отсутствуют точки с разницей вертикальных отметок более чем 100 м, следует выполнять без учета рельефа трассы. Участки газопровода, на которых это условие не выполняется, должны рассчитываться с учетом рельефа трассы. При этом газопровод следует рассматривать как состоящий из наклонных прямолинейных участков с усредненным постоянным уклоном. Отметка начальной точки принимается равной нулю ($h_H = 0$).

Пропускная способность (млн.м³/сут при $T = 293,13$ К и $P = 0,1013$ МПа) однониточного участка газопровода для всех режимов течения должна вычисляться по формуле:

$$Q = 105,087 \cdot D^{2,5} \sqrt{\frac{P_H^2 - P_K^2}{\Delta \lambda Z_{cp} T_{cp} L}};$$

с учетом рельефа

$$Q = 105,087 \cdot D^{2,5} \sqrt{\frac{P_H^2 - P_K^2 (1 + a \cdot h_k)}{\Delta \lambda Z_{cp} T_{cp} L \left[1 + \frac{a}{2L} \sum_{i=1}^n (h_i + h_{i-1}) \cdot l_i \right]}}$$

где

$$a = \frac{\Delta}{14,64 \cdot T_{cp} \cdot Z_{cp}} ;$$

D – внутренний диаметр, м; P_H и P_K – соответственно абсолютные давления в начале и в конце участка газопровода, МПа; λ – коэффициент гидравлического сопротивления участка газопровода; T_{cp} – средняя по длине участка газопровода температура транспортируемого газа; Z_{cp} – средний по длине газопровода коэффициент сжимаемости газа, определяемый с учетом P_{cp} и T_{cp} ; Δ – относительная плотность газа по воздуху; L – длина участка газопровода, км; h_k – превышение или снижение конечной точки расчетного участка относительно начальной точки, м; h_i – превышение или снижение i – й точки трассы относительно начальной точки; l_i – длина i –го элемента участка газопровода.

48. Коэффициент гидравлического сопротивления.

Это безмерная величина, показывающая, каковы потери удельной энергии.

Ламинарное перемещение рабочего потока

При ламинарном (равномерном) перемещении рабочей среды по трубопроводу круглого сечения потери давления по длине вычисляется по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$h_l = \lambda \frac{v^2}{2gd}$$

Где:

h_l – потери давления по длине;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления;

v – скорость движения рабочей среды;

g – ускорение силы тяжести;

d – диаметр трубопроводной магистрали.

Практически определено, что на коэффициент гидравлического сопротивления непосредственное влияние оказывает число Рейнольдса (Re) – безмерная величина, которая характеризует поток жидкости и выражается отношением динамического давления к касательному напряжению.

Если Re меньше, чем 2300, то для расчёта применяется формула:

$$\lambda = \frac{75}{Re}$$

Для трубопроводов в форме круглого цилиндра:

$$\lambda = \frac{64}{Re}$$

Для трубопроводных коммуникаций с другим (не круглым) сечением:

$$\lambda = \frac{A}{Re}$$

Где $A=57$ – для квадратных труб.

49. Коэффициент гидравлической эффективности

Для учета местных сопротивлений на линейной части газопровода рекомендуется принимать коэффициент гидравлического сопротивления на 5% больше коэффициента

сопротивления трения $\lambda_{\text{тр}}$. Величина коэффициента гидравлического сопротивления газопровода рассчитывается из выражения

$$\lambda = 105 \cdot \frac{\lambda_{\text{тр}}}{E^2},$$

где E – коэффициент гидравлической эффективности газопровода.

Коэффициент гидравлической эффективности характеризует уменьшение производительности в результате повышения гидравлического сопротивления газопровода, вызванного образованием скоплений влаги, конденсата и выпадением гидратов. Согласно нормам ОНТП 51-1-85, для расчета λ значение коэффициента гидравлической эффективности принимается равным 0,95 при наличии на газопроводе устройства для периодической очистки внутренней полости трубопровода, а при отсутствии указанных устройств принимается равным 0,92.

Коэффициент гидравлической эффективности в процессе эксплуатации определяется для каждого участка между КС не реже одного раза в год. По величине E судят о загрязненности линейной части газопровода. При превышении указанных значений E необходимо проводить очистку полости газопровода. Скопления воды и конденсата удаляют продувкой. Если это не приводит к необходимому эффекту, по газопроводу пропускают очистные поршни.

50. Расчет сложных газопроводов

При гидравлическом расчете сложного газопровода (как и простого) решается одна из задач:

определение пропускной способности Q при заданных начальном и конечном давлениях и геометрических размерах участков (L_i, D_i);

определение конечного давления при заданных расходах и геометрических размерах участков;

определение диаметров отдельных участков по заданным перепаду давления и расходам для участков известной длины.

Для расчета сложных газотранспортных систем применяются следующие способы:

замена сложного газопровода эквивалентным простым газопроводом (применяется при отсутствии сбросов и подкачек);

замена сложного газопровода с различными расходами по участкам эквивалентным простым газопроводом с постоянным эквивалентным расходом (применяется в случае сбросов и подкачек газа).

51. Типы и характеристики центробежных нагнетателей

В настоящее время на предприятиях магистрального транспорта газа применяются центробежные газоперекачивающие агрегаты (ГПА) с приводом от газовых турбин и реже с приводом от электродвигателей. Различают полнонапорные центробежные нагнетатели (ЦН) со степенью повышения давления (степенью сжатия) в одном агрегате $\varepsilon=1,45 \dots 1,5$ и неполнонапорные нагнетатели, степень повышения давления которых составляет $\varepsilon=1,2 \dots 1,3$.

Различают параллельное и последовательно-параллельное соединение ГПА

– параллельное соединение полнонапорных ГПА

б – последовательно-параллельное соединение неполнонапорных ГПА

Полнонапорные центробежные нагнетатели соединяются параллельно (одноступенчатое сжатие). Неполнонапорные ЦН соединяются последовательно в группу. Группы в свою очередь соединяются параллельно (двухступенчатое сжатие).

На рис. 2.14 введены следующие обозначения:

$P_{\text{вс}}, P_{\text{наг}}$ – соответственно давление во всасывающей и нагнетательной линии ЦН;

ΔP_{BC} – потери давления во всасывающей линии КС. ΔP_{BC} зависят от рабочего давления в газопроводе и числе ступеней очистки газа в блоке пылеуловителей (ПУ). При $P=7,5$ МПа и одноступенчатой очистке $\Delta P_{BC}=0,12$ МПа;

$\Delta P_{НАГ}=\delta P_{НАГ}+\delta P_{ОХЛ}$ – потери давления в нагнетательной линии КС и обвязке АВО, $\delta P_{НАГ}=0,11$ МПа, $\delta P_{ОХЛ}=0,06$ МПа;

$P_H=P_{НАГ} - \Delta P_{НАГ}$ – давление газа в начале линейного участка;

$P_K=P_{BC} + \Delta P_{BC}$ – давление газа в конце линейного участка.

52. Порядок технологического расчета магистрального газопровода

Целью режимно-технологического расчета газопровода является решение следующих задач:

Определение диаметра газопровода;

Определение необходимого количества компрессорных станций и расстановка их по трассе газопровода;

Расчет режимов работы КС;

Уточненный гидравлический и тепловой расчет линейных участков и режимов работы и промежуточных КС до конечного пункта газопровода.

Для выполнения технологического расчета газопровода необходимы следующие исходные данные:

Состав транспортируемого природного газа;

Годовая производительность газопровода Q_G , млрд.м³/г;

Протяженность газопровода, рельеф, климатические данные по трассе.

53. Определение диаметра газопровода и числа компрессорных станций

1) По известному составу определяются основные физические свойства газа:

- плотность газа при стандартных условиях по формуле (5.1)

$$\rho_G = \sum_{i=1}^n a_i \rho_{Gi} = 0,637 \cdot 0,6687 + 0,102 \cdot 1,264 + 0,126 \cdot 1,872 + 0,076 \cdot 2,519 + 0,036 \cdot 3,228 + 0,007 \cdot 1,8423 + 0,018 \cdot 1,1651 = 1,132 \text{ кг/м}^3$$

- относительная плотность газа по воздуху по формуле (5.2)

$$\Delta = \frac{\rho_{\text{гс}}}{\rho_{\text{возд}}} = \frac{1,132}{1,29} = 0,88$$

- молярная масса газа по формуле (5.3):

$$M_G = \sum_{i=1}^n a_i M_{Gi} = 0,637 \cdot 16,043 + 0,102 \cdot 30,07 + 0,126 \cdot 44,097 + 0,076 \cdot 58,124 + 0,036 \cdot 72,151 + 0,007 \cdot 44,011 + 0,018 \cdot 28,016 = 26,67$$

- псевдокритическая температура газовой смеси по формуле (5.4):

$$T_{ПК} = \sum_{i=1}^n a_i T_{PKi} = 0,637 \cdot 190,65 + 0,102 \cdot 305,25 + 0,126 \cdot 368,75 + 0,076 \cdot 425,95 + 0,036 \cdot 470,35 + 0,007 \cdot 304,25 + 0,018 \cdot 126,5 = 252,75 \text{ К}$$

- псевдокритическое давление газовой смеси по формуле (5.5)

$$P_{ПК} = \sum_{i=1}^n a_i P_{PKi} = 0,637 \cdot 4,74 + 0,102 \cdot 5,26 + 0,126 \cdot 4,49 + 0,076 \cdot 3,6 + 0,036 \cdot 3,41 + 0,007 \cdot 7,54 + 0,018 \cdot 3,39 = 4,6 \text{ МПа}$$

$$R = \frac{\dot{Q}}{M_G} = \frac{8314,3}{26,67} = 311,76 \text{ Дж/(кмоль К)}$$

В соответствии с табл. 5.3 принимается ориентировочное значение диаметра газопровода.

В настоящее время магистральные газопроводы проектируются на рабочее давление $P = 7,5$ МПа.

Принимаем $D_y = 700$ мм

Рассчитывается оценочная пропускная способность газопровода (коммерческий расход, млн. м³/сут) по формуле

$$Q = \frac{5,5 \cdot 10^3}{365 \cdot 0,92169} = 16,35 \text{ млн м}^3/\text{сут}$$

Выбираем тип центробежного нагнетателя и привода - PCL802/24. По паспортным данным ЦН определяем номинальные давления всасывания $P_{вс}$ и нагнетания $P_{НАГ}$.

$P_{вс} = 5,00$ МПа

$P_{НАГ} = 7,45$ МПа

Полагая, что рабочее давление в газопроводе P равно номинальному давлению нагнетания, вычисляем толщину стенки δ_0 газопровода по формуле
 расчетное сопротивление металла вычисляем по формуле
 По рабочему давлению и толщине стенки выбираем поставщика труб (приложение 3),
 определяем предел прочности $\sigma_{вр}$.
 $\sigma_{вр}$ - 550 МПа

$$R_1 = \sigma_{вр} \frac{m_y}{K_1 K_H} = 550 \cdot 10^6 \frac{0,9}{1,4 \cdot 1,0} = 353,57 \text{ МПа}$$

$$\delta_0 = \frac{n_p P D_H}{2(R_1 + n_p P)} = \frac{1,1 \cdot 7,45 \cdot 10^6 \cdot 0,7}{2(353,57 + 1,1 \cdot 7,45 \cdot 10^6)} = 0,0079 \text{ м}$$

Вычисленное значение толщины стенки δ_0 округляем в большую сторону до стандартной величины δ из рассматриваемого сортамента труб, после чего определяем значение внутреннего диаметра D :

$$\delta = 10 \text{ мм}$$

$$D = 1020 \text{ мм}$$

Определяем давления в начале и в конце линейного участка газопровода

$$P_H = P_{мгз} - \Delta P_{мгз} = 7,45 - 0 = 7,45 \text{ МПа};$$

$$P_K = P_{вс} - \Delta P_{вс} = 5 + \Delta P_{вс} = 5 \text{ МПа}$$

По формуле (5.10) рассчитывают среднее давление в линейном участке газопровода:

$$P_{ср} = \frac{2}{3} \cdot \left(7,45 + \frac{5^2}{5 + 7,45} \right) = 6,305 \text{ МПа}$$

Значение среднего давления газа необходимо для определения его физических характеристик, а также для нахождения количества газа, находящегося в трубопроводе. Величина среднего давления в газопроводе, вычисленная по формуле (5.10), всегда выше среднеарифметической: с увеличением разности P_H и P_K будет возрастать и разница этих значений.

Для расчета расстояния между КС задаем в первом приближении ориентировочным значением средней температуры на линейном участке по формуле (5.11)

В первом приближении можно принять $T_H = 293 \dots 303 \text{ К}$ ($20 \dots 30^\circ \text{ С}$); T_0 - температура окружающей среды на уровне оси газопровода.

$$T_{ср} = 0,5(T_H + T_0) = 0,5(298 + 294_0) = 296 \text{ К}$$

При $P = P_{ср}$ и $T = T_{ср}$ по формулам (5.12) рассчитываем приведенные температуру $T_{пр}$ и давление $P_{пр}$:

$$P_{пр} = \frac{P}{P_{пк}} = \frac{6,305}{5} = 1,37; \quad T_{пр} = \frac{T}{T_{пк}} = \frac{296}{252,75} = 1,17$$

По формуле(5.13) определяют

коэффициент сжимаемости

$$z_{ср} = 1 - \frac{0,0241 \cdot 1,37}{1 - 1,68 \cdot 1,17 + 0,078 \cdot 1,17^2 + 0,0107 \cdot 1,17^3} = 1,039$$

Полагая в первом приближении режим течения квадратичным, рассчитываем коэффициенты гидравлического сопротивления $\lambda_{тр}$ и λ по формулам (5.14) и где $k_3 = 0,03$ (по рекомендации ВНИИГаз) - значение эквивалентной шероховатости стенки газопровода; E - коэффициент гидравлической эффективности газопровода, который характеризует уменьшение производительности в результате повышения гидравлического сопротивления газопровода, вызванного образованием скоплений влаги, конденсата и выпадением гидратов, $E = 0,95$ при наличии на газопроводе устройств для периодической очистки внутренней полости трубопровода, а при отсутствии указанных устройств $E = 0,92$.

$$\lambda_{mp} = 0,067 \left(\frac{2 \cdot 0,03}{1,02} \right)^{0,2} = 0,038$$

$$\lambda = 1,05 \frac{0,038}{0,95^2} = 0,044$$

Определяем среднее ориентировочное расстояние между КС по формуле

$$l'_{кс} = \frac{105,087^2 \cdot 1,02^5 (7,45^2 - 5^2)}{16,35^2 \cdot 0,044 \cdot 1,039 \cdot 296} = 98,34 \text{ км}$$

Определяем число компрессорных станций

$$n_0 = \frac{L}{l'_{кс}} = \frac{145}{98,34} = 1,47$$

которое округляется до целого $n_{кс}$ (как правило в большую сторону). $n_{кс} = 2$

Уточняем расстояние между КС по формуле

$$l_{кс} = \frac{L}{n_{кс}} = \frac{145}{2} = 72,5 \text{ км}$$

54. Уточненный тепловой и гидравлический расчет участка газопровода между двумя компрессорными станциями

Абсолютное давление в конце участка газопровода определяется из формулы расхода

$$P_K = \sqrt{P_H^2 - \frac{Q^2 \cdot \Delta \cdot \lambda \cdot Z_{CP} \cdot T_{CP} \cdot L}{K^2 \cdot D^5}}$$

Уточненный расчет участка газопровода выполняется в следующем порядке:

1. Принимаем в качестве первого приближения значения λ и Z_{CP} и T_{CP} из предварительных вычислений.
2. Определяем в первом приближении значение P_K .
3. По известным значениям P_H и P_K определяется среднее давление P_{CP} .
4. Определяются средние приведенные давление $P_{ПР}$ и температура $T_{ПР}$.

Для расчета конечного давления во втором приближении вычисляются уточненное значение T_{CP} . Для этого будем использовать величины средней удельной теплоемкости C_p , эффекта Джоуля-Томсона Di и коэффициента a_t , вычисленные при найденных значениях P_{CP} и T_{CP} первого приближения.

$$C_p = 1,695 + 1,838 \cdot 10^{-3} \cdot T_{CP} + 1,96 \cdot 10^6 \cdot (P_{CP} - 0,1) / T_{CP}^3 ;$$

$$Di = \frac{1}{C_p} \cdot \left[\frac{0,98 \cdot 10^6}{T_{CP}^2} - 15 \right] ;$$

$$a_t = 0,225 \cdot \frac{K_{CP} \cdot D}{Q \cdot \Delta \cdot C_p} ;$$

$$T_{CP} = T_0 + (T_H - T_0) \frac{1 - e^{-a_t \cdot L}}{a_t \cdot L} -$$

$$- Di \cdot \frac{P_H^2 - P_K^2}{2 \cdot a_t \cdot L \cdot P_{CP}} \left[1 - \frac{1 - e^{-a_t \cdot L}}{a_t \cdot L} \right] ,$$

где K_{CP} - средний на участке общий коэффициент теплопередачи от газа в окружающую среду, Вт/(м²·К).

6. Во втором приближении вычисляются $P_{ПР}$, $T_{ПР}$, μ и Z_{CP} .

7. Определяются значения Re , $\lambda_{ТР}$ и λ .

8. Определяем конечное давление P_K во втором приближении.

9. Если полученный результат отличается от предыдущего приближения более, чем на 1 %, имеет смысл уточнить расчеты, выполняя третье приближение, начиная с пункта 3. Если результат удовлетворяет требованиям точности расчетов, переходим к следующему пункту.

10. Уточняется среднее давление P_{CP} .

Определяется конечная температура газа

$$T_K = T_0 + (T_H - T_0) \cdot e^{-a_t L} - D_1 \cdot \frac{P_H^2 - P_K^2}{2 \cdot a_t \cdot L \cdot P_{CP}} \cdot (1 - e^{-a_t L})$$

55. Расчет режима работы компрессорной станции

Расчет режима работы КС выполняется в следующем порядке:

Определяются значения давления и температуры газа на входе в ЦН. По известному составу газа, температуре и давлению на входе в ЦН определяется коэффициент сжимаемости Z_{BC} ;

Определяется плотность газа ρ_{BC} и производительность нагнетателя при условиях всасывания Q_{BC} .

Определяется требуемая степень повышения давления ε .

По универсальной приведенной характеристике ЦН определяются значения $Q_{ПР}$, $\eta_{ПОЛ}$ и $[N_i / \rho_{BC}]_{ПР}$. Значение $Q_{ПР}$ должно удовлетворять условию удаленности от зоны помпажа, то есть $Q_{ПР} \geq Q_{ПР \min}$.

Определяется внутренняя мощность N_i , потребляемая ЦН

Определяется мощность на муфте привода N_e .

Вычисляется располагаемая мощность ГТУ N_e^P

$$N_e^P = N_e^H \cdot k_H \cdot k_{ОБЛ} \cdot k_Y \cdot \left[1 - k_t \cdot \frac{T_{ВОЗД} - T_{ВОЗД}^H}{T_{ВОЗД}} \right] \cdot \frac{P_a}{0,1013}$$

где N_e^H – номинальная мощность ГТУ;

k_H – коэффициент технического состояния по мощности;

$k_{ОБЛ}$ – коэффициент, учитывающий влияние системы противообледенения (при отключенной системе $k_{ОБЛ}=1$);

k_Y – коэффициент, учитывающий влияние системы утилизации тепла;

k_t – коэффициент, учитывающий влияние атмосферного воздуха на мощность ГТУ;

$T_{ВОЗД}$, $T_{ВОЗД}^H$ – соответственно фактическая и номинальная температура воздуха, К

Значения N_e^H , k_H , $k_{ОБЛ}$, k_Y , k_t , $T_{ВОЗД}^H$ принимаются по справочным данным ГТУ.

Производится сравнение N_e и N_e^P . должно выполняться условие $N_e \leq N_e^P$. При невыполнении этого условия следует увеличить число тн и повторить расчет режима работы КС начиная с пункта 2.

Определяется температура газа на выходе из ЦН

$$T_{НАГ} = T_{BC} \cdot \varepsilon^{\frac{k-1}{k \cdot \eta_{ПОЛ}}}$$

где k – показатель адиабаты природного газа, $k=1,31$.

Далее последовательно рассчитываются остальные линейные участки и режимы работы КС.

56. Аккумулирующая способность участка газопровода

Одной из характерных особенностей работы магистральных газопроводов является неравномерность потребления газа на конечном пункте. Неравномерность газопотребления может быть *сезонной* и *суточной*. **Сезонная** неравномерность зависит от климатических условий, то есть различным потреблением газа летом и в зимний

отопительный период. Сезонная неравномерность компенсируется изменением режима работы КС либо подключением СПХГ. **Суточная** неравномерность обусловлена различными режимами потребления газа в дневное и ночное время. В дневные часы потребление газа больше среднесуточного, в ночные часы – меньше. Вследствие суточной неравномерности отбор газа из последнего участка не постоянен, следовательно, масса газа, заключенного в нем, изменяется во времени. В ночное время происходит накопление газа, начало этого процесса соответствует точке а. Точка b характеризуется завершением периода накопления газа и началом процесса отбора. В этот момент времени в последнем участке газопровода содержится наибольшее количество газа. Период отбора заканчивается в точке с, в этот момент времени количество газа в последнем участке будет наименьшим.

57. Гидратообразование в газопроводах и борьба с ним

Гидраты в газопроводе образуются в тех случаях, когда точка росы транспортируемого газа равна или выше рабочей температуры газа.

Методы по предупреждению и ликвидации образовавшихся гидратов можно разделить на четыре группы:

1). Осушка природного газа. Основной метод предупреждения образования гидратов в магистральных газопроводах-осушка газа.

При больших объемах транспортируемого газа осушка газа является наиболее эффективным и экономичным способом предупреждения образования кристаллогидратов в магистральном газопроводе.

2).Понижение давления ниже давления разложения.

3)Подогрев газа до температуры, превышающей температуру разложения.

4)Ввод ингибиторов в поток газа.

58. Определение зоны возможного образование гидратов в газопроводе

Гидраты в газопроводе образуются в тех случаях, когда точка росы транспортируемого газа равна или выше рабочей температуры газа. Зная состав, влажность транспортируемого газа, изменение температуры и давления в газопроводе, можно заранее определить возможные зоны образования гидратов и наметить мероприятия по их предотвращению.

Для этого необходимо знать состав и начальную влажность газа, а также изменение его давления температуры в газопроводе.

59. Мероприятия по предупреждению образования гидратов и их разрушению

Для предупреждения гидратообразования могут применяться следующие способы.

Подогрев газа выше температуры гидратообразования. Этот способ применяется на газовых промыслах и на ГРС для предупреждения обмерзания трубопроводной арматуры. Подогревать газ на линейной части газопровода практически невозможно и экономически нецелесообразно.

Снижение давления газа ниже давления равновесного состояния гидратов. Этот метод может применяться в качестве аварийного при закупорке газопровода гидратной пробкой. Для этого аварийный участок отсекается линейными кранами, после чего производится выпуск газа в атмосферу через продувочные свечи. Давление снижается до тех пор, пока равновесная температура гидратообразования не станет ниже температуры газа и гидратная пробка не разрушится. Данный способ применяется крайне редко как вынужденная мера, поскольку приводит к значительным потерям газа и наносит ущерб окружающей среде.

Осушка газа твердыми и жидкими поглотителями на стадии подготовки газа к транспорту. Качественная осушка газа является наиболее радикальным методом предупреждения гидратообразования в газопроводах.

Ввод ингибиторов гидратообразования в поток транспортируемого газа. Ингибиторы, введенные в поток газа, частично поглощают водяной пар и переводят их в раствор, не образующий гидратов, или же образующий их при более низких температурах. В качестве

ингибиторов гидратообразования применяется метиловый спирт (метанол CH_3OH), а также растворы диэтиленгликоля (ДЭГ) и триэтиленгликоля (ТЭГ). Наиболее широко используемым летучим ингибитором является метанол.

60. Способы увеличения производительности газопроводов

При необходимости увеличение производительности газопроводов может быть достигнуто несколькими способами:

- удвоением числа компрессорных станций;
- изменением рабочих давлений в газопроводе;
- прокладкой лупинга, или вставки.

После удвоения числа КС длина перегона между ними уменьшается вдвое

Лупинг – это параллельный газопровод, построенный на определенном его участке.

Вставка – это газопровод большего диаметра, который заменяет определенный участок магистрального газопровода. Во всех этих двух случаях поперечное сечение некоторой длины газопровода увеличивается, вследствие чего скорость потока в том участке уменьшается, уменьшая тем самым, гидравлическое сопротивление всего газопровода. То есть увеличивается его пропускную способность.

61. Эффективность перемычек при эксплуатации газопроводов

Перемычка — трубопровод, технологически объединяющий параллельно проложенные газо- или нефтепроводы. В случае необходимости (авария, ремонт и т.д.) перемычка позволяет отключать отдельные участки основного трубопровода. При прокладке параллельных трубопроводов одного давления предусматриваются перемычки с запорной арматурой, при разном давлении – с узлами редуцирования (для снижения и автоматического поддержания заданного давления газа), а также с предохранительными устройствами. Как правило, перемычки размещаются на расстоянии минимум 40 и максимум 60 км друг от друга.

62. Целесообразность осуществления последовательной перекачки

Метод последовательной перекачки нефтей и нефтепродуктов заключается в том, что различные по качеству углеводородные жидкости отдельными партиями определенных объемов перекачиваются по одному трубопроводу.

При этом достигается максимально возможное использование пропускной способности трубопровода и освобождаются другие виды транспорта (железнодорожный, водный, автомобильный) от параллельных перевозок нефтей и нефтепродуктов.

Метод последовательной перекачки нефтей и нефтепродуктов заключается в том, что различные по качеству углеводородные жидкости отдельными партиями определенных объемов перекачиваются по одному трубопроводу.

При этом достигается максимально возможное использование пропускной способности трубопровода и освобождаются другие виды транспорта (железнодорожный, водный, автомобильный) от параллельных перевозок нефтей и нефтепродуктов.

продукты нефтепереработки (бензины, керосины, дизельные топлива) поставляются потребителям, как правило, по трубопроводам. Обычно объемы отдельно взятых нефтепродуктов недостаточны для строительства самостоятельных трубопроводов или требуют сооружения маломощных нефтепродуктопроводов для каждого нефтепродукта в отдельности.

В условиях нефтебаз последовательная перекачка неизбежна, так как практически невозможно построить отдельные трубопроводы для каждого нефтепродукта.

63. Структура современного нефтепродуктопровода

В состав магистральных нефтепродуктопроводов входят непосредственно трубопровод, включая отводы, задвижки высокого давления, контрольно-измерительные колонки, станции катодной и дренажной защиты, протекторная защита, блок-боксы ПКУ и другое важное для эксплуатации нефтепродуктопроводов оборудование. Трасса нефтепродуктопроводов обозначена указателями «Осторожно, нефтепродуктопровод!», на

пересечении с автомобильными дорогами – П-образными знаками с указателем «Осторожно, нефтепродуктопровод!» и дорожными знаками, запрещающими остановку в охранной зоне нефтепродуктопроводов.

64. Особенности технологии последовательной перекачки

Последовательная перекачка нефтей и нефтепродуктов - Транспортировка разнородных нефтепродуктов и нефтей с различными физико-химическими свойствами по одному магистральному трубопроводу последовательно (один продукт непосредственно за другим). Продукты поступают в трубопровод на головной станции из отдельных резервуаров и принимаются в резервуары на конечном пункте трассы отдельно один от другого так, чтобы жидкости не перемешивались. Последовательная перекачка позволяет максимально загрузить магистральный трубопровод, уменьшает нагрузку на другие виды транспорта. Кроме того, транспорт разнородных нефтей к нефтеперерабатывающим заводам этим методом позволяет избежать смешения нефтей в резервуарах на головной станции трубопровода и упростить технологию их переработки.

Современная технология метода последовательной перекачки, основанная на ее цикличности, позволяет одновременно перекачивать несколько десятков партий разнородных нефтепродуктов. При циклической перекачке в партии группируются нефтепродукты, близкие по своим свойствам. Например, в одну группу могут быть объединены карбюраторные, в другую — дизельные топлива. Две партии нефтепродуктов, принадлежащих к различным группам, составляют цикл.

Перед началом перекачки для каждого цикла составляют технологическую карту расположения нефтепродуктов в партии, где указывают порядок следования нефтепродукта данного сорта и его объем. Формирование партий и цикла на головном пункте трубопровода осуществляется согласно этой технологической карте. При этом партии нефтепродуктов составляются таким образом, чтобы не было резкого изменения физико-химических свойств при переходе внутри цикла от одной партии нефтепродуктов к другой и чтобы наиболее ценные нефтепродукты (например, бензин с высоким октановым числом) сохраняли свои качества до конца процесса транспортировки.

65 Механизм смесеобразования при последовательной перекачке

В месте контакта последовательно движущихся жидкостей образуется смесь, количество которой зависит от многих факторов. Смесь - это некондиционированный продукт. Поэтому ее количество необходимо свести к минимуму. Для этого необходимо изучить механизм смесеобразования и установить зависимость объема смеси от определяющих параметров.

В зависимости от режима перекачки смесеобразование в трубопроводе протекает по-разному.

При ламинарном (струйном) течении механизм смесеобразования таков. В начальный момент времени ($t = 0$) граница раздела жидкостей плоская, смеси нет.

66. Приближенная теория смесеобразования при последовательной перекачке

При последовательной перекачке различные нефтепродукты поступают с НПЗ в резервуары головной перекачивающей станции, а их перекачка производится последовательно - в виде отдельных следующих друг за другом партий.

Периодически повторяющаяся очередность следования нефтепродуктов в трубопроводе называется циклом последовательной перекачки.

Партии нефтепродуктов в цикле формируются с учетом их состава, свойств и качества, в нефтепродуктопроводе одновременно находится несколько партий различных по свойствам нефтепродуктов.

67. Влияние различных факторов на процесс смесеобразования и борьба с ним

Опыт эксплуатации магистральных трубопроводов, по которым последовательно перекачиваются различные нефти или нефтепродукты, показывает, что объем смеси при прямом контактировании равен 0,5...1 % объема трубопровода. Однако для трубопроводов большого диаметра и протяженности объем смеси довольно велик. Так на участке Уфа-

Челябинск нефтепродуктопровода Уфа-Омск он составляет около 785 м^3 . Поскольку смесь является некондиционным продуктом, то необходимо всемерно стремиться к уменьшению ее объема.

68. Влияние скорости перекачки на процесс смесеобразования

При скоростях перекачки менее $0,6-0,7 \text{ м/с}$ происходит расслоение потока и объем смеси резко возрастает. Увеличение средней скорости перекачки приводит к уменьшению объема смеси. Однако поддержание скоростей более 2 м/с приводит к повышенным энергозатратам на перекачку. Поэтому рекомендуемый диапазон скоростей при последовательной перекачке составляет $0,7-2 \text{ м/с}$.

69. Влияние остановок перекачки на процесс смесеобразования

Последовательно перекачиваемые жидкости, как правило, имеют разную плотность. У бензина, например, она составляет $730...750 \text{ кг/м}^3$, а у дизельного топлива $830...850 \text{ кг/м}^3$. Если при остановке перекачки более тяжелая жидкость окажется выше или даже на одном уровне с более легкой жидкостью, то произойдет их растекание под действием силы тяжести. При этом более тяжелая жидкость стекает вдоль нижней образующей трубы, а более легкая - поднимается вдоль верхней образующей. Этот процесс прекращается после того, как нижнее колено оказывается заполненным тяжелой жидкостью, перекрывающей путь для всплывания более легкой.

70. Влияние конструктивных особенностей обвязки перекачивающих станций на процесс смесеобразования

Переключение работающих насосов с одного нефтепродукта на другой производится без остановки перекачки. Эта процедура занимает определенный промежуток времени, в течение которого осуществляется переключение задвижек. В этот период обе задвижки (например, на резервуарах с бензином и дизтопливом) открыты, и в насос одновременно поступают два разных нефтепродукта, что приводит к их смешению еще до закачки в нефтепродуктопровод. Данная смесь оказывается первичной технологической смесью. Большое влияние на ее объем оказывают так называемые "мертвые зоны": отводы, тупиковые ответвления, обводные линии, лупинги, задвижки, счетчики, фильтры и т.п. При смене одного нефтепродукта другим часть впереди идущего нефтепродукта постепенно вымываются позади идущим, что приводит к дополнительному смесеобразованию.

Первичная технологическая смесь может образовываться и при хранении нефтепродуктов в резервуарном парке. Если задвижки, отключающие резервуары, негерметичны, то вследствие различия плотностей и взливов под действием перепада гидростатических давлений один нефтепродукт будет перетекать в резервуар с другим. При малой производительности откачки такой переток жидкостей может наблюдаться в период переключения резервуаров.

Уменьшению объема первичной технологической смеси способствует упрощение технологической обвязки насосных станций и резервуарных парков с применением быстродействующей герметичной запорной арматуры.

71. Фазовые превращения многокомпонентных смесей по их компонентному составу

Входящие в смесь индивидуальные вещества называются ее компонентами.

Компонентный состав пластового флюида и температура в залежи определяют тип смеси - нефть или природный газ.

Фазовые превращения систем природных углеводородов определяют массообменные процессы, протекающие при разработке и эксплуатации месторождений природных газов и нефтей.

72. Влияние соотношения вязкости жидкостей на процесс смесеобразования

Чем меньше объемы партий, тем больше число контактов перекачиваемых нефтепродуктов и, следовательно, тем больше общий объем смеси. Минимальный объем партий определяется из условия, что вся образующаяся в контактах смесь реализуется с использованием запаса качества перекачиваемых нефтепродуктов.

73. Применение разделителей при последовательной перекачке

При перекачке применяются два основных типа разделителей – жидкие и твердые. В качестве жидких разделителей применяются нефтепродукты или жидкости, которые не смешиваются с нефтепродуктами и не образуют с ними эмульсий, легко перекачиваются насосами промежуточных насосных станций, не расслаиваются при их перекачке по ТП. Применяются твердые разделители различных типов и конструкций: дисковые, манжетные, поршневые, сферические, комбинированные и т.д.

74. Контроль последовательной перекачки

Перекачка нескольких сортов нефти по одному магистральному нефтепроводу должна осуществляться последовательно с соблюдением требований по сохранению их качества. При организации последовательной перекачки должен быть выполнен комплекс организационно-технических мероприятий, обеспечивающих ее проведение в соответствии со специально разработанной инструкцией.

Основные параметры последовательной перекачки - последовательность подачи различных нефтей в трубопровод, метод контактирования, величина партий нефтей, границы разделения партий нефтей на конечном пункте, методы реализации смеси нефтей - должны устанавливаться технологическим расчетом и отражаться в Инструкции.

При турбулентном режиме движения перекачиваемых нефтей последовательная перекачка, как правило, осуществляется при непосредственном контактировании партий нефтей.

При транспортировании обводненных и подготовленных нефтей по одному трубопроводу, а также при ламинарном режиме движения нефтей последовательная перекачка должна вестись с разделителями.

При вынужденных остановках перекачки смесь по возможности должна располагаться на участках нефтепровода с профилем, близким к горизонтальному, где нефть с меньшей плотностью располагалась бы по профилю выше нефти с более высокой плотностью.

При организации последовательной перекачки должны быть предусмотрены:

- контроль за прохождением смеси, разделителей в нефтепроводе;
- контроль качества нефти.

На всех НПС и конечном пункте должны быть контрольные пункты для наблюдения за последовательной перекачкой.

Контроль за прохождением смеси по трубопроводу может осуществляться автоматическими приборами контроля, обеспечивающими требуемую точность измерения концентрации нефтей в смеси.

В диспетчерском пункте нефтепровода не реже чем через 2 часа фиксируются места нахождения смеси или разделителя и другие данные, необходимые для контроля последовательной перекачки.

При сдаче смеси нефти грузополучателям содержание одного сорта нефти в другом должно отвечать установленным требованиям по качеству нефти.

75. Контроль смеси по изменению плотности

Данный метод контроля смеси применяют в том случае, когда разность плотностей контактирующих жидкостей достаточно велика.

В основу определения концентраций положены уравнения сохранения массы и объема

$$V_{\text{ДТ}} = \frac{1 \cdot 3,12 \cdot 10^9}{854,408 \cdot 239} = 15279 \text{ м}^3, \quad \begin{cases} \rho_A \cdot V_A + \rho_B \cdot V_B = \rho_{\text{см}} \cdot V_{\text{см}}; & (4.1) \\ V_A + V_B = V_{\text{см}} & (4.2) \end{cases} \quad \rho \quad \rho \quad V_A \quad V_B$$

где А, Б, $\rho_{\text{см}}$ -- плотности нефтепродуктов А и Б, а также их смеси; , ,
 $V_{\text{см}}$ -- объемы данных жидкостей.

Поделив обе половины данных уравнений на $V_{\text{см}}$ и учитывая, что по определению $V_A / V_{\text{см}} = K_A$ и $V_B / V_{\text{см}} = K_B$,

Решая данную систему получим:

$$K_A = \frac{\rho_{\text{см}} - \rho_B}{\rho_A - \rho_B}, \quad K_B = \frac{\rho_{\text{см}} - \rho_A}{\rho_B - \rho_A}.$$

76. Контроль смеси по величине диэлектрической постоянной

Диэлектрические постоянные нефтепродуктов различаются. У бензинов она составляет от 1,829 до 1,942; у керосина - от 1,989 до 2,088; у дизтоплива - от 2,054 до 2,097.

77. Контроль смеси по скорости распространения ультразвука

Скорость распространения ультразвука в различных нефтях и нефтепродуктах существенно различна (в дизтопливе - от 1375 до 1390 м/с, в керосине - от 1320 до 1335 м/с, в бензине - от 1175 до 1190 м/с), что и позволило создать соответствующие приборы контроля за последовательной перекачкой.

Ультразвук определенной частоты подается на излучатели 1. При прохождении через нефтепродукт, движущийся по трубе, изменяется частота повторения импульсов самосинхронизирующегося генератора, что фиксируется приемниками 2. Далее результаты измерений поступают на преобразователи 3, откуда они передаются на вторичную аппаратуру 4. Здесь результаты измерений сравниваются и преобразуются в напряжение постоянного тока, которое регистрируется на диаграммной ленте.

78. Контроль смеси по оптической плотности

Спектрофотометрический метод измерения концентрации нефтепродуктов для различных парных сочетаний последовательно перекачиваемых нефтепродуктов (бензин - бензин, бензин - дизтопливо, дизтопливо - дизтопливо) основан на различии оптических плотностей разных марок нефтепродуктов, измеренных в ультрафиолетовой области спектра.

Определение концентраций нефтепродуктов производится следующим образом. Пока через фотометры на выносном и местном контрольных пунктах проходят чистые нефтепродукты, оператор в блоке 7 устанавливает 0% и 100% концентрации одного нефтепродукта в другом. После этого при прохождении смеси данных нефтепродуктов через кювету фотометра ФА-1, установленного на МКП, происходит автоматическое измерение плотности смеси и вычисление концентраций K_A и K_B с записью значений на диаграмме прибора.

79. Контроль смеси с помощью индикаторов

Сущность индикаторного метода заключается в том, что в зону контакта двух последовательно перекачиваемых жидкостей помещается вещество-индикатор, которое распределяется по длине зоны смеси в соответствии с законами распределения примеси. В качестве веществ-индикаторов могут применяться радиоактивные изотопы, красители, галлоидированные углеводороды и др.

80. Физико-химические показатели нефтепродуктов и их изменение при смешивании

К основным физико-химическим свойствам нефтепродуктов, так или иначе влияющим на технологию их приема, хранения и отпуска, относятся плотность, вязкость, температура застывания, испаряемость, пожаровзрывоопасность, электризация и токсичность.

Плотностью называют величину, численно равную массе нефтепродукта в единице его объема. Плотность измеряется в граммах на кубический сантиметр, килограммах на кубический метр, тоннах на кубический метр. В отдельных случаях пользуются относительной плотностью, численно равной отношению плотности нефтепродукта при 20 °С к плотности воды при 4 °С.

Плотность различных нефтепродуктов при 20 °С (293 К) находится в пределах (кг/м³): бензины — 700-780, дизельные топлива — 830-860, реактивные топлива — 755-840, котельные топлива — 870-900, масла — 880-915, мазуты — 940-970.

Плотность нефтепродуктов при произвольной температуре Т может быть рассчитана по формуле

$$\rho_T = \rho_{293} + \zeta(293 - T)$$

где ρ_{293} — известная величина плотности при температуре 293 К, кг/м³; ζ — температурная поправка плотности, (кг/м³ • град), равная

$$\zeta = 1,825 \cdot 10^{-4} \cdot \rho_{293}$$

Под вязкостью понимают силу сопротивления смещению одного слоя жидкости относительно другого. Чем больше вязкость, тем меньше текучесть нефтепродукта.

81. Бензины автомобильные

В зависимости от доли в составе бензина низкокипящих углеводородов бензин подразделяется на зимний и летний (в зимнем бензине низкокипящих углеводородов больше).

В России в соответствии с ГОСТ Р 51105-97 к основным маркам автомобильного бензина относятся бензин с октановыми числами, измеренными исследовательским методом:

Нормаль-80 — с октановым числом не менее 80;

Регуляр-92 — с октановым числом не менее 92;

Премиум-95 — с октановым числом не менее 95;

Супер-98 — с октановым числом не менее 98

82. Прием и реализация смеси на конечном пункте трубопровода

Образующаяся в н/пров. смесь перекачив. последовательно н/пров. принимается как правило в конечном пункте нефтепродуктопровода и реализуется одним из следующих способов:

1) смесь добавляют в чистый продукт в допустимых количествах.

2) смесь отправляют на НПЗ для переработки.

Н/продукты поступающие с НПЗ имеют некоторый запас качества по отдельным показателям. При большом объеме резервуаров и значительном запасе качества у н/прод. иногда можно всю смесь прямо из н/пров. распределить по резервуарам с перек. н/прод. Смесь разносортных н/прод., например бензин и ДТ обычно делят на две части и принимают в два разных резервуара. Потом там, где больше бензина в смеси, добавляют какую-то часть в резервуар с бензином, а там где больше в смеси ДТ добавляют в резерв. с ДТ, а оставшуюся смесь отправляют на переработку. Момент переключения задвижек определяют по графику изменения концентрации смеси по ее длине, определенной прибором контроля.

Технология приёма смеси из нефтепродуктопровода в резервуары конечного пункта определяется свойствами компонентов смеси, запасом качества и количеством нефтепродуктов в резервуаре.

При большом объёме резервуаров с нефтепродуктами и значительном «запасе качества» у них иногда можно всю смесь прямо из нефтепродуктопровода распределить по резервуарам с перекачиваемыми нефтепродуктами.

83. Прием всей смеси в отдельный резервуар

Смесь разнородных нефтепродуктов обычно делят на две части и принимают в два отдельных резервуара. При этом в зависимости от состава смеси и запаса качества в резервуарах соответствующих товарных нефтепродуктов составляется карта смешения с указанием, сколько и какой смеси можно добавить в резервуар с конкретным нефтепродуктом. При подходе зоны смеси к конечному пункту её головная часть направляется в резервуар с замещаемым нефтепродуктом, хвостовая часть – в резервуар с замещающим нефтепродуктом, а остальная основная часть смеси принимается в отдельный резервуар.

84. Деление смеси пополам

При отпуске нефтепродуктов наливным судном в адрес одного получателя каждую пробу делят на две равные части (одну часть - для проведения приемо-сдаточного анализа, вторую - на случай арбитражного анализа отправителю и получателю). Пробы отбирают в присутствии представителя судна с оформлением акта на отбор проб, печатают печатью отправителя и вручают капитану судна для передачи получателю. При отпуске нефтепродуктов наливным судном в адрес нескольких получателей число проб, вручаемых капитану судна, должно соответствовать числу получателей.

85. Прием всей смеси в один чистый нефтепродукт

Точечная проба - проба, отобранная за один прием. Она характеризует качество нефтепродукта в одном тарном месте (бочке, бидоне, канистре и др.) или на определенном заданном уровне в резервуаре (транспортном средстве) или в определенный момент времени при отборе из трубопровода.

86. Деление смеси на три неравные части

Дистилляты нефти представляют собой результат многостадийного разделения на фракции, которые имеют разные интервалы выкипания. Разделение может происходить методом дистилляции, или с помощью более современной технологии — ректификации. Любой дистиллят перегонки нефти не является товарным продуктом. Для поставки потребителю фракции подвергают дальнейшей переработке, например, очистке. Все дистилляты делятся на 3 группы:

Легкие (бензиновые): петролейная и бензиновая. Температура выкипания не превышает 140 °С.

Средние (керосиновые): керосиновая, лигроиновая, дизельная. Пределы выкипания — от 140 до 350 °С.

Тяжелые (масляные): газойлевые, мазут, гудрон. Температура выкипания превышает 350 °С.

Состав фракций определяется месторождения, на котором добывалось сырье. В нефти могут присутствовать алифатические, ароматические, ациклические углеводороды. В большинстве случаев в составе наблюдаются их комбинации. В зависимости от сырья могут получаться ароматические, ациклические или алифатические дистилляты нефти.

87. Распределение смеси по нескольким резервуарам

При распределении смеси нефтепродуктов по нескольким резервуарам учитываются различные факторы, такие как вязкость, плотность, температура и состав смеси. Также учитывается текущий спрос на конкретные виды нефтепродуктов и возможности их хранения и транспортировки.

88. Определение числа перекачивающих станций при последовательной перекачке

На основании уравнения баланса напоров, необходимое число перекачивающих станций составит

$$n_0 = \frac{H - N_{\text{э}} h_{\text{п}}}{m_{\text{М}} h_{\text{М}}} = \frac{H - N_{\text{э}} h_{\text{п}}}{H_{\text{СТ}}},$$

где $H_{\text{СТ}} = m_{\text{М}} \cdot h_{\text{М}}$ – расчетный напор станции.

89. Определение числа циклов последовательной перекачки

Последовательная перекачка разноименных и разносортных нефтепродуктов по магистральным трубопроводам осуществляется циклами. Каждый цикл состоит из нескольких партий нефтепродуктов, располагающихся в определенной последовательности. Порядок последовательности партий нефтепродуктов в цикле определяется таким образом, чтобы каждый нефтепродукт контактировал с двумя другими, наиболее близкими к нему по своим свойствам.

90. Определение необходимого объема резервуарного парка

Поскольку стоимость **резервуарного парка**, как правило, превышает стоимость всех остальных объектов нефтебазы правильное определение объема резервуарного парка нефтебазы – важнейшая задача при проектировании.

Для определения объема резервуарного парка нефтебаз нет нормативных указаний, а основой для расчёта служат следующие сведения – годовая реализация, плотность нефти и нефтепродукта, равномерность поступления и реализации (табл. 1), а также удалённость нефтебаз от транспортных коммуникаций и потребителей нефтепродуктов.

Объем резервуарного парка первоначальной нефтебазы по видам нефтепродуктов можно определить по следующей формуле:

$$V_{\text{н}} = Q \times 10^3 / \rho_{\text{н}} k_3 k_0,$$

где Q – годовая реализация нефтепродуктов; ρ – плотность нефтепродукта; k_3 – коэффициент заполнения резервуара, (табл. 2); k_0 – коэффициент оборачиваемости – отношение годовой реализации нефтепродуктов к полному объёму резервуаров.

91. Расчет отвода от магистральной части нефтепродуктопровода

Диаметр отводов определяется исходя из требуемого максимального расхода нефтепродукта в отводе при минимально возможном давлении в узле присоединения и обеспечения отбора каждой марки нефтепродукта в цикл последовательной перекачки за время прохождения его мимо узла присоединения.

Отводы и распределительные трубопроводы к потребителям должны быть однострунными, если объем перекачиваемой партии одной из групп нефтепродуктов за цикл не менее объема отвода или распределительного трубопровода. В случаях, когда по технологическим параметрам однострунная система не обеспечивает перекачку нефтепродукта с оптимальной скоростью или запас показателя качества недостаточен для исправления смеси, количество параллельных трубопроводов в отводе или распределительном трубопроводе определяется технико-экономическим расчетом.

92. Изменение параметров работы трубопровода в период смены жидкостей

Изменение параметров работы трубопровода в период смены жидкостей может быть критическим для обеспечения безопасности и эффективности процесса. Вот некоторые из параметров, которые могут изменяться при переходе от одной жидкости к другой:

Плотность жидкости: Различные жидкости имеют разную плотность, что может влиять на гидравлические параметры трубопровода, такие как давление и скорость потока. При смене жидкости необходимо учитывать этот фактор и, возможно, корректировать режим работы системы.

Вязкость жидкости: Вязкость также может сильно различаться у разных жидкостей. Изменение вязкости может повлиять на гидравлическое сопротивление и эффективность перекачки. Например, более вязкая жидкость может требовать увеличения мощности насоса.

Химические свойства: Химические свойства жидкости, такие как её pH, коррозионная активность или совместимость с материалами трубопровода, могут влиять на безопасность и долговечность системы. При смене жидкости необходимо учитывать эти факторы и принимать меры для защиты оборудования.

Температура и давление: Изменение жидкости также может сопровождаться изменением температуры и давления в трубопроводе.

93. Измерение расхода газов и жидкостей в трубопроводах

На промыслах часто возникает необходимость измерять расходы газов и жидкостей непосредственно в трубопроводах при помощи различных приборов.

Один из таких приборов – трубчатый расходомер Вентури, который может устанавливаться на трубопроводе как вертикально, так и горизонтально.

Исходя из уравнения неразрывности потока, в указанных сечениях должно сохраняться постоянство объемного расхода $G_v(Q)$ (m^3/c), т. е.

$$v_1 \cdot s_1 = v_2 \cdot s_2.$$

Тогда

$$v_1 = v_2 \cdot (s_2/s_1).$$

Таким образом,

$$H = [v_2^2 / (2 \cdot g)] \cdot [1 - (s_2/s_1)^2].$$

Из этого выражения определим среднюю скорость в сечении 2 – 2

$$v_2 = \sqrt{2 \cdot g \cdot H / [1 - (s_2/s_1)^2]}.$$

Тогда искомый расход жидкости будет

$$G_v(Q) = v_2 \cdot s_2 = s_2 \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H / [1 - (s_2/s_1)^2]}.$$

94. Факторы изменения давления на выходе перекачивающей станции

Давление на выходе перекачивающих станций зависит от нескольких факторов и может быть различным для различных систем перекачки. Вот некоторые из ключевых аспектов, которые могут влиять на давление на выходе перекачивающих станций:

Требуемый расход и дальность транспортировки: Давление на выходе станции должно быть достаточным для обеспечения требуемого расхода жидкости или газа на конечный пункт назначения. Чем больше расстояние до конечного пункта назначения и чем больше требуемый расход, тем выше должно быть давление на выходе станции.

Условия транспортировки: Различные условия транспортировки, такие как высота над уровнем моря, преодоление горизонтальных и вертикальных препятствий, а также сопротивление трения в трубопроводах, влияют на требуемое давление на выходе станции.

Физические свойства перекачиваемой среды: Плотность, вязкость, температура и другие физические свойства перекачиваемой жидкости или газа также оказывают влияние на давление на выходе станции. Более вязкие жидкости или газы могут требовать высокого давления для обеспечения необходимого расхода.

95. Согласование работы станций при последовательной перекачке

Не смотря на то, что процесс перекачки с постепенным замещением одной жидкости другой является не стационарным (не установившимся), все происходящие изменения совершаются достаточно медленно и поэтому инерцией жидкости можно пренебречь. В

таком случае, предполагая процесс замещения нефтей квазистационарным и пренебрегая протяжённостью зоны смеси, запишем уравнение Бернулли для участков трубопровода (см. рис. 5.20), занятых соответственно нефтью №1 и нефтью №2.

$$\left[\frac{p_H}{\rho_1 \cdot g} + z_H \right] - \left[\frac{p_{zp}}{\rho_1 \cdot g} + z_{zp} \right] = i_1 \cdot l_{zp};$$

$$\left[\frac{p_{zp}}{\rho_2 \cdot g} + z_{zp} \right] - \left[\frac{p_K}{\rho_2 \cdot g} + z_K \right] = i_2 \cdot (L_p - l_{zp}).$$

96. Реологические свойства высоковязких и высокозастывающих нефтей

Реологические свойства нефтей следует рассматривать как свойство коллоидно-дисперсных систем, склонных при определенных условиях к образованию объемных структур с выраженной тиксотропией.

Реологические параметры нефти экспериментально оцениваются по характеру зависимости напряжений сдвига от градиента сдвига.

Реологические кривые нефтей и нефтяных эмульсий, соответствующие жидкостям (1 - ньютоновским; 2 - псевдопластичным; 3 - дилатантным); и псевдопластичным телам (4).

В состоянии равновесия нефтяная система ведет себя как пластическая жидкость и обладает некоторой пространственной структурой, способной сопротивляться сдвигающему напряжению (τ), пока величина его не превысит значение статического напряжения сдвига (τ_0).

97. Особенности гидравлического расчета трубопроводов при изотермической перекачке неньютоновских жидкостей

Свойством ньютоновских жидкостей с постоянной вязкостью $\mu = \text{const}$, не зависящей от производной скорости по поперечной координате, так называемой скорости сдвига (γ), обладают большинство жидкостей и газов. Жидкости для которых приведенная зависимость не выполняется, называются неньютоновскими или аномальными. К последним относятся масляные краски, лаки, буровые и глинистые растворы, тяжелые нефтепродукты и др. Вязкость таких жидкостей является не постоянной величиной, а становится зависящей от скорости сдвига. Реологическое уравнение таких жидкостей, называемых степенными жидкостями, описывается уравнением

$$\tau = k |\dot{\gamma}|^{n-1} \dot{\gamma},$$

98. Способы перекачки высоковязких и высокозастывающих нефтей

Перекачка смешением нефтей

Одним из способов улучшения реологических параметров (вязкость, температура застывания, напряжение сдвига) вязких нефтей является их смешение с разбавителями.

Разбавителями могут служить бензины, керосины, конденсаты, маловязкие нефти.

Перекачка нефти с водой

Существует несколько вариантов транспортировки нефти с водой:

Основной причиной слабого распространения данного метода является трудность производства винтообразных нарезок для внутренней поверхности трубы.

Образование смеси типа «нефть в воде». При этом не происходит контакта нефти с внутренней поверхностью трубы, так как частички нефти окружены водяной пленкой.

Появляется водяное кольцо, внутри которого скользит водонефтяная смесь, понижаются затраты на трение при перекачке.

При резком уменьшении скорости перекачки и температуры смесь может перейти в тип «вода в нефти». Такая смесь будет иметь вязкость намного большую, чем у самой нефти. На устойчивость эмульсии типа «нефть в воде» влияют многие факторы. В результате исследований выявлено, что минимальное количество воды должно составлять 30 % от общего количества транспортируемой жидкости.

Перекачка смешением нефтей

Одним из способов улучшения реологических параметров (вязкость, температура застывания, напряжение сдвига) вязких нефтей является их смешение с разбавителями. Разбавителями могут служить бензины, керосины, конденсаты, маловязкие нефти.

Перекачка с термообработкой

Термообработка – нагрев нефти для изменения реологических параметров. Суть заключается в том, что нефть подвергается нагреву до определенной температуры, затем охлаждается с некой скоростью.

99. Гидроперекачка: определение, способы

Гидроперекачка — совместная перекачка высоковязких нефтей и воды.

Существует несколько способов перекачки: — перекачка нефти внутри водяного кольца; — перекачка водонефтяной смеси в виде эмульсии типа «нефть в воде» (н/в); — перекачка нефти и воды без вмешательства в формирование структуры потока. Барообработка — обработка неньютоновских нефтей давлением с целью улучшения их реологических свойств. Термодеструктивной обработкой называется нагрев высоковязких нефтей до 490 °С при соответствующем давлении с целью расщепления (деструкции)

высокомолекулярных соединений на легкие маловязкие углеводородные составляющие.

Перекачка с предварительным улучшением реологических свойств нефтей за счет механического воздействия. Основная особенность этого метода перекачки заключается в том, что высокопарафинистую нефть предварительно охлаждают с целью образования парафинистой структуры, после чего механическим путем подвергают разрушению последнюю. Смолы и асфальтены, которые содержатся в нефти, обволакивают «осколки», имеющие парафиновую структуру, а также препятствуют их повторному соединению.

Обычной скорости перекачки оказывается достаточно, для того чтобы суспензия парафина в нефти долгое время не утрачивала нужную степень подвижности.

Термообработкой нефти является ее тепловая обработка, которая предусматривает, нагрев нефти выше температуры начала плавления парафинов и последующее её охлаждение с определенной скоростью, с целью улучшения реологических свойств.

100. Перекачка нефтей, предварительно подвергнутых барообработке

Перекачка нефтей, предварительно подвергнутых барообработке. Барообработкой называется обработка неньютоновских н. давлением с целью улучшения их реологических свойств.

101. Перекачка нефтей с применением термодеструктивной обработки

Перекачка нефтей с применением термодеструктивной обработки. Термодеструктивной обработкой называется нагрев высоковязких н. до 490 °С при соответствующем давлении с целью расщепления (деструкции) высокомолекулярных соединений на легкие маловязкие углеводные составляющие.

102. Перекачка с предварительным улучшением реологических свойств нефтей за счет механического воздействия

Перекачка с предварительным улучшением реологических свойств нефтей за счет механического воздействия. Сущность дан. м\да перекачки состоит в т., что высокопарафинистую н. охлаждают до образования в ней парафиновой стр.-ры, а затем мех.-м путем разрушают последнюю. Содержащиеся в н. смолы и асфальтены обволакивают «осколки» парафина, препятствуя их повторному соединению.

103. Перекачка высоковязких нефтей в смеси с жидкими углеводородными разбавителями

Перекачка высоковязких н. в смеси с жидкими углеводородн. разбавителями. Одним из эффективных и доступных способов улучшения реологических св.-в высоковязких н. и н\продуктов явл. применение углеводородных разбавителей: газового конденсата и маловязких н.

104. Перекачка термически обработанных нефтей

Термообработкой нефти называется ее тепловая обработка, предусматривающая нагрев нефти выше температуры плавления парафинов и последующее охлаждение с заданной скоростью для улучшения реологических параметров.

Первые опыты по термообработке парафинистых нефтей и нефтепродуктов в нашей стране были выполнены еще в 30-х годах. Так, термическая обработка нефти Ромашкинского месторождения позволила снизить ее вязкость более чем в 2 раза и уменьшить температуру застывания на 20 оС.

Исследования позволили выявить ряд закономерностей, связанных с термической обработкой нефтей:

1. Термообработка позволяет улучшить реологические свойства только парафинистых нефтей, содержащих асфальто-смолистые вещества.
2. Термообработка высокозастывающих парафинистых нефтей при температуре подогрева меньшей, чем температура плавления парафинов, резко ухудшает реологические свойства нефти.
3. Для парафинистых нефтей существует оптимальная температура подогрева, при которой эффект термообработки наибольший. Эта температура всегда выше температуры плавления парафинов, находящихся в нефти.
4. Чем больше в нефти отношение содержания парафинов к содержанию асфальтосмолистых веществ, тем меньше эффект термообработки.
5. На свойства термически обработанных нефтей большое влияние оказывают способ (в статике или динамике) и скорость охлаждения нефти.

Уже из данного перечня закономерностей, присущих термообработке, ясно, что достигаемое улучшение реологических свойств нефтей связано с видоизменением структуры парафина в процессе его кристаллизации, благодаря присутствию асфальтосмолистых веществ.

105. Перекачка высокозастывающих парафинистых нефтей с депрессорными присадками

Перекачка с разбавителями – это процесс транспортировки высоковязких нефтей с использованием разбавителей, таких как конденсат, бензин или другие легкие углеводороды.

Этот процесс используется для уменьшения вязкости нефти, что позволяет снизить требуемое давление и повысить скорость транспортировки. Кроме того, разбавители также помогают предотвратить образование парафиновых отложений во время транспортировки.

Депрессорные присадки добавляются к нефти непосредственно перед транспортировкой и позволяют сохранить жидкую консистенцию нефти при более низких температурах, что снижает риск образования парафиновых отложений на стенках трубопровода.

106. Перекачка нефти с подогревом

Перекачка нефти с подогревом – одна из самых распространенных методов транспортировки высокопарафинистых и быстрозастывающих нефтей и нефтепродуктов. Различают несколько способов перекачки нефтей с подогревом. На маленьких участках

трубопроводов используют следующие варианты электрического подогрева: - Пуск электрического тока по телу трубопровода; - с помощью специальных кабелей и лент.

107. Оборудование насосных и тепловых станций

К основным компонентам относят следующие:

насос для выкачивания воды из скважины или колодца,
гидроаккумулятор (бак) для накопления запаса воды,
реле давления для обеспечения необходимого напора,
манометр для контроля рабочего давления,
система автоматики для управления работой станции,
электрокабель для подачи питания.

108. Изменение температуры по длине «горячих» трубопроводов при перекачке высоковязких и высокозастывающих нефтей

Если газопровод не имеет сбросов и подкачек, то массовый расход газа в нем неизменен.

На этом основании можно записать

$$G = F \cdot \sqrt{\frac{(P_H^2 - P_x^2) \cdot D}{\lambda \cdot z \cdot R \cdot T \cdot x}} = F \cdot \sqrt{\frac{(P_x^2 - P_K^2) \cdot D}{\lambda \cdot z \cdot R \cdot T \cdot (L - x)}},$$

откуда следует

$$\frac{P_H^2 - P_x^2}{x} = \frac{P_x^2 - P_K^2}{L - x},$$

где x, P_x – соответственно расстояние от начального пункта газопровода до произвольного сечения и давление в этом сечении.

Освобождаясь от знаменателей и решая (2.33) относительно P_x , получим формулу распределения давления по длине газопровода

$$P_x = \sqrt{P_H^2 - (P_H^2 - P_K^2) \frac{x}{L}}$$

По мере удаления от начала газопровода, интенсивность падения давления возрастает. Это объясняется тем, что с понижением давления уменьшается плотность газа. В соответствии с уравнением неразрывности, при уменьшении плотности газа увеличивается скорость его движения, то есть возрастают потери на трение и, следовательно, возрастает гидравлический уклон. Таким образом, потери давления на трение пропорциональны квадрату скорости газа.

С увеличением расстояния между компрессорными станциями возрастают удельные потери давления, а значит, и потери энергии на перекачку газа. Следовательно, для уменьшения удельных энергозатрат на перекачку газа – одной из основных статей эксплуатационных расходов на газопроводах, целесообразно работать с высокими давлениями на входе КС. Несмотря на то, что при этом возрастает количество компрессорных станций, экономия энергозатрат весьма существенна.

109. Режимы течения нефти в «горячих» трубопроводах

Различают ламинарный и турбулентный режимы течения жидкости. При ламинарном режиме течения жидкости в потоке отсутствуют самопроизвольные пульсации компонент скорости и давления. При турбулентном режиме течения в потоке имеют место самопроизвольные пульсации скорости и давления.

110. Потери напора и гидравлический уклон в «горячем» трубопроводе

Потери напора на трение в трубе круглого сечения определяют по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$h = \lambda \frac{L w^2}{D_B 2g}$$

Гидравлический уклон - это потери напора на трение на единицу длины трубопровода и определяется по формуле:

$$i = \frac{\lambda w^2}{D_s 2g} = \beta \frac{Q_c^{2-m}}{D_B^{5-m}}$$

111. Характеристика «горячего» трубопровода

Горячий трубопровод – это система с температурой теплоносителей или продуктов, которая превышает температуру окружающей среды.

112. Оптимальные параметры «горячих» трубопроводов

Горячий трубопровод – это система с температурой теплоносителей или продуктов, которая превышает температуру окружающей среды.

Поток называется установившимся, если средняя скорость и расход в данном (одном и том же) сечении потока не меняются во времени, но поток является изменяющимся в пространстве.

Установившееся движение жидкости в трубопроводе описывается уравнением

$$\frac{dp}{\rho} + \lambda \frac{dx}{D} \frac{\omega^2}{2} + d \frac{\omega^2}{2} + g dz = 0$$

«Горячие» трубопроводы значительную часть времени работают в нестационарном тепловом и гидравлическом режимах. Тепловая нестационарность, связанная с медленным прогревом или охлаждением окружающей трубопровод среды, может привести к остановке трубопровода из-за чрезмерного повышения потерь напора в трубопроводе - «замораживанию» его.

Течение жидкости в трубопроводе, при котором гидравлические параметры (давление, скорость, расход, температура и т.п.) зависят не только от координаты x вдоль оси трубопровода, но и от времени t , называется неустановившимся или нестационарным. Такие течения описываются функциями $p(x,t)$, $v(x,t)$, $Q(x,t)$, $T(x,t)$ и др., определяющими как изменяются параметры течения в сечении x в зависимости от времени t .

113. Определение оптимальной температуры подогрева металлического трубопровода

Максимальная температура металлического трубопровода может быть определена по формуле:

$$T_{p_max} = P_{ис} \cdot \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \frac{1}{R_3} + \frac{1}{R_4} \right) + T_a$$

114. Применение тепловой изоляции

Рециркуляция горячего водоснабжения — оборудование, поддерживающее постоянный проток в узле ГВС. Благодаря этой конструкции температура горячей воды точно регулируется и не зависит от режима работы нагревательного прибора.

115. Общий случай определения оптимальных параметров «горячей» перекачки по теплоизолированному трубопроводу

Главными параметрами данного процесса являются расход, давления в начальной и конечной точках, а также давление между этими точками. Выявление изменения и отклонения значений этих параметров при эксплуатации нефтепровода относится к числу задач расчетов и диагностики технологических процессов.

116. Определение числа и расстановка станций на «горячем» трубопроводе

Гидравлический расчет нефтепровода необходим для определения потерь напора в трубопроводе.

Секундный расход нефти в трубопроводе (м³/с):

$$Q_c = \frac{Q_v}{3600}$$

Средняя скорость нефти в трубопроводе (м/с):

$$w = \frac{4 Q_c}{\pi D_B^2}$$

Потери напора на трение в трубе круглого сечения определяют по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$h = \lambda \frac{L w^2}{D_B^2 g}$$

или по обобщенной формуле Лейбензона:

$$h = \beta \frac{v_T^m Q_c^{2-m}}{D_B^{5-m}} L$$

где λ - коэффициент гидравлического сопротивления

β, m - коэффициенты обобщенной формулы Лейбензона

Значения коэффициентов λ, β, m зависят от режима течения жидкости и шероховатости внутренней поверхности трубы, а также характеризуется безразмерным числом Ренольдса:

$$\Re = \frac{w D_B}{\nu_T} = \frac{4 Q_c}{\pi D_B \nu_T}$$

При значениях $Re < 2320$ режим течения жидкости ламинарный. При турбулентном течении различают три зоны трения:

- гидравлически гладкие трубы: $2320 < Re < Re_I$;
- смешанного трения: $Re_I < Re \leq Re_{II}$
- квадратичного трения: $Re > Re_{II}$.

$$\Re_I = \frac{10}{\varepsilon}; \quad \Re_{II} = \frac{500}{\varepsilon}; \quad \varepsilon = \frac{k_s}{D_s},$$

где ε - относительная шероховатость труб,

117. Исходные данные и последовательность технологического расчета «горячего» трубопровода

Определение тепловой нагрузки

На данном этапе производится расчет тепловой энергии, которую необходимо транспортировать через трубопровод. Для этого учитываются параметры материала, его температура и объем.

Выбор материала трубы

На основе определенной тепловой нагрузки и требуемой пропускной способности выбирается материал, обладающий нужными теплофизическими свойствами и прочностью.

Определение диаметра трубы

На этом этапе производится расчет диаметра трубы, учитывая пропускную способность, требуемую скорость потока и давление в системе. Результатом является определение оптимального диаметра.

Расчет теплопотерь

Для обеспечения эффективности системы необходимо определить теплопотери через стенки трубы. Это делается с помощью расчета теплового сопротивления, учитывая теплоизоляцию и температурный градиент.

Проверка прочности

Кроме тепловых характеристик, необходимо убедиться в прочности трубопровода. Для этого производится расчет напряжений, давления и деформаций в различных условиях эксплуатации.

Определение опор

Чтобы обеспечить надежность и устойчивость трубопровода, необходимо определить опоры и крепления, учитывая его геометрию, вес и нагрузки.

118. Нестационарность режимов при эксплуатации «горячих» трубопроводов
«Горячие» трубопроводы значительную часть времени работают в нестационарном тепловом и гидравлическом режимах. Тепловая нестационарность, связанная с медленным прогревом или охлаждением окружающей трубопровод среды, может привести к остановке трубопровода из-за чрезмерного повышения потерь напора в трубопроводе - «замораживанию» его.

Течение жидкости в трубопроводе, при котором гидравлические параметры (давление, скорость, расход, температура и т.п.) зависят не только от координаты x вдоль оси трубопровода, но и от времени t , называется неустановившимся или нестационарным. Такие течения описываются функциями $p(t)$, $v(x,t)$, $Q(x, t)$, $T(x, t)$ и др., определяющими как изменяются параметры течения в сечении x в зависимости от времени t .

Неустановившиеся процессы в трубопроводах возникают при пусках и остановках перекачки, включении или отключении отводов, работе запорной и регулирующей аппаратуры, а также при различных авариях - разрывах трубы и закупорках.

119. Особые режимы «горячих» трубопроводов

1. Запуск горячего нефтепровода.

Как показывает опыт пуска горячего нефтепровода k (коэффициент теплопередачи) холодного трубопровода в несколько раз превышает k трубопровода после прогрева. В связи с этим прямой пуск протяженного трубопровода практически невозможен. Пуск возможен после предварительного прогрева трубы. Прогрев возможен горячей маловязкой нефтью или нефтепродуктом или горячей водой. Существуют 4 возможных способа прогрева:

1. Прямой прогрев: маловязкий теплоноситель прокачивается от начала до конца участка трубопровода. Степень прогрева контролируется по температуре нефти в конце участка. Трубопровод считается прогретым при достижении $T_{\text{кон}} \text{ стенки трубы} = \text{температуры нефти}$;

2. Обратный: теплоноситель перекачивают в направлении от конца к началу участка. Обратный прогрев применяют в случае, когда на головных пунктах отсутствуют источники воды или маловязкой нефти, а также технологическая обвязка НПС позволяет обратную перекачку. При таком прогреве $T_{\text{кон}} > T_{\text{нач}}$ стенки трубы. Но при этом возможно термическое перенапряжение в технологических трубопроводах НПС, в обвязке оборудования, а также на линейной части. Тепловой режим пуска более благоприятен. Как при прямом, так и при обратном подогреве наблюдается значительный расход теплоносителя;

3. Чтобы уменьшить расход теплоносителя применяют челночный прогрев. При челночном прогреве сокращается объем греющей жидкости, средняя температура системы становится выше, труба прогревается более равномерно, но увеличивается время прогрева по сравнению с прямым способом за счет обратных перекачек;

4 Встречный прогрев применяют для ускорения времени прогрева. Теплоноситель закачивается одновременно с начала и конца нефтепровода, а сброс производится в середине участка.

2. Безопасное время остановки «горячего нефтепровода». Остановки трубопровода могут быть связаны с необходимостью планово-предупредительных или аварийных ремонтов и с цикличностью работы трубопровода. Естественно при остановке происходит снижение

температуры и увеличение вязкости нефти в трубе. Отсюда следует, чем дольше будет стоять нефтепровод, тем больше будет величина напора для обеспечения достаточного расхода. Время, по истечению которого возможно возобновление перекачки нефти без осложнений называется безопасным временем остановки.

В случае недостатка надлежащей производительности возможны следующие варианты работы трубопровода:

1. работа с пониженным расходом. Это бывает в начальный и заключительный этапы разработки месторождений. Работа с пониженной производительностью связана с необходимостью дополнительного подогрева нефти и с работой насосов на пониженном КПД;
2. циклическая перекачка состоит из периодов работы трубопровода с $Q_{опт}$ и прекращение работы – цикл. Чем больше число циклов перекачки, тем меньше должна быть вместимость резервуаров для накопления нефти на головных сооружениях и конечном пункте нефтепровода, а значит, затрат на них потребуется меньше. С другой стороны, больше будут затраты, связанные с повторным пуском нефтепровода. При уменьшении числа циклов картина обратная: необходимость строительства дополнительных резервуаров и времени остановки может превысить время безопасной, следовательно, нужно вытеснить вязкий продукт.
3. Вытеснение застывшей жидкости. При остановке нефтепровода на время большее, чем время безопасной остановки запуск трубопровода становится невозможным. Для его запуска необходимо освободить его от застывшей нефти с помощью маловязкой нефти

120. Заполнение трубопровода высоковязкой нефтью

Перед закачкой высоковязкой нефти в трубопровод, трубопровод заполняется холодной водой после испытания давлением. Если эта вода вытесняется высоковязкой горячей нефтью, для перекачки которой предназначен трубопровод, нефть быстро охлаждается (особенно при контакте с холодной водой) и становится чрезвычайно вязкой, что может привести к затвердеванию и закупорке трубопровода.

Вновь построенные трубопроводы для перекачки высоковязких, с высоким содержанием твердых частиц или предварительно нагретых нефтепродуктов могут использоваться двумя способами: путем предварительного нагрева трубопровода и окружающего грунта низковязкими, с низким содержанием твердых частиц или воды нефтепродуктами или путем заполнения трубопровода без предварительного нагрева.

Магистральные трубопроводы обычно вводятся в эксплуатацию с предварительным подогревом. Предварительный подогрев водой является наиболее рациональным, так как он занимает в три-четыре раза меньше времени, чем предварительный подогрев нефтью или нефтепродуктами (вода имеет большую теплоемкость и скорость потока).

121. Остановка перекачки нефти по трубопроводу

Остановка перекачки нефти по трубопроводу осуществляется путем остановки насосных агрегатов на НПС в порядке и последовательности, определенных в инструкции ОАО МН о порядке пуска и остановки нефтепроводов, утвержденной главным инженером ОАО МН. Остановка перекачки нефти по трубопроводу и процедура отключения ремонтируемого участка проводится под руководством диспетчера РНУ (УМН). Остановка перекачки нефти по трубопроводу для выполнения ремонтных работ проводится на основании разрешения ОАО “АК “Транснефть” на остановку нефтепровода. Заявка для получения разрешения на остановку нефтепровода оформляется ОАО МН в соответствии с требованиями, предусмотренными Регламентом... остановок МН.

Остановка перекачки нефти по трубопроводу должна проводиться после завершения подготовительных мероприятий к ремонтным работам, предусмотренных планом

производства работ и осуществляется диспетчерской службой ОАО МН по согласованию с диспетчерским Управлением ОАО “АК “Транснефть”.

После остановки перекачки нефти по трубопроводу диспетчер РНУ (УМН), при необходимости, организует прием нефти в резервуары НПС из опорожняемого участка. После выполнения переключений на НПС, диспетчер РНУ (УМН) закрывает секущие линейные или технологические задвижки в режиме телеуправления или отдает распоряжение (телефонограммой) начальнику НПС о закрытии секущих задвижек с ручным приводом или с электроприводом с местным управлением.

Назначается ответственный за закрытие задвижек (Ф.И.О, которого указано ППР и в наряде допуске), который проверяет полноту закрытия всех задвижек (с ручным приводом, с электроприводом, с местным управлением, с управлением телемеханикой) и по результатам проверки представляет письменное сообщение диспетчеру РНУ о закрытии задвижек с указанием их номеров.

После закрытия задвижек отключается их электропитание, с созданием видимого разрыва, и принимаются меры, исключающие несанкционированное открытие задвижек (демонтируются штурвалы, вывешиваются плакаты – “Не включать – работают люди!”).

122. Замещение высоковязких нефтей в трубопроводах

Замещение высоковязких нефтей в трубопроводах - это процесс замены или вытеснения тяжелых или высоковязких нефтепродуктов из трубопроводной системы другими, более легкими или менее вязкими жидкостями. Этот процесс может быть необходим из-за различных причин, включая обновление трубопроводной инфраструктуры, улучшение эффективности эксплуатации, или изменение типа транспортируемых продуктов.

123. Область применения перекачки нестабильных жидкостей

Перекачка нестабильных жидкостей имеет широкий спектр применений в различных отраслях промышленности. Некоторые из них включают:

Нефтегазовая промышленность: В данной отрасли перекачка нестабильных жидкостей, таких как сырая нефть, сжиженный природный газ (СПГ), конденсаты и нестабильные газожидкостные смеси, является основным процессом. Эти жидкости могут содержать различные фракции, иметь переменную плотность и вязкость, что создает вызовы при их транспортировке и переработке.

Химическая промышленность: В производстве химических продуктов могут использоваться нестабильные жидкости, такие как различные растворы, эмульсии, смеси с переменным составом и свойствами. Примерами могут служить процессы синтеза полимеров, производства удобрений, красителей и других химических веществ.

Пищевая промышленность: В этой отрасли перекачка нестабильных жидкостей может включать в себя обработку молока, соков, растительных масел и других продуктов с переменной консистенцией и составом. Важно обеспечить сохранность качества и стабильность продуктов на всех этапах их обработки и транспортировки.

Фармацевтическая промышленность: Перекачка нестабильных жидкостей включает в себя процессы производства лекарственных препаратов, включая различные растворы, эмульсии, суспензии и другие формы лекарственных средств. Здесь особенно важно обеспечить строгий контроль качества и стерильность продуктов.

Энергетическая промышленность: В производстве электроэнергии перекачка нестабильных жидкостей может включать в себя транспортировку топлива, такого как мазут, дизельное топливо и сжиженный природный газ, к тепловым электростанциям.

124. Двухфазный транспорт жидкости и газа

Параллельно в поисках новых методов сокращения издержек велись работы по созданию модели двухфазного потока. Когда газ с конденсатом поступают на забой скважины, из-за смены давления и температуры они превращаются в двухкомпонентную смесь. Чтобы транспортировать ее по трубе, как говорилось выше, нужно преодолеть сопротивление,

вызываемое конденсатом. Для того чтобы его преодолеть и «протолкнуть» смесь, используются компрессорные станции, которые обеспечивают транспортировку до места переработки.

125. Основные характеристики двухфазного потока

Двухфазные системы классифицируются по агрегатному состоянию фаз, размерам частиц дисперсной фазы и характеру относительного движения фаз. Как сплошная, так и дисперсная фазы могут находиться в трёх агрегатных состояниях – твёрдом, жидком и газообразном. Возможны различные сочетания агрегатных состояний сплошной и дисперсной фаз. Системы с подвижной (газообразной или жидкой) сплошной фазой можно подразделить на два типа: 1) с твёрдой дисперсной фазой; 2) с подвижной дисперсной фазой (жидкость или газ).

Системы первого типа встречаются в процессах, в которых участвуют запылённые потоки (такие системы называются *аэрозольными системами* или просто *аэрозолями*), при пневмо- и гидротранспорте (в этом случае их называют *газовзвесьями*), а также в процессах, проводимых в кипящем слое. Характерной особенностью таких потоков является то обстоятельство, что форма и масса частиц дисперсной фазы остаются практически неизменными, если не учитывать процессов *коагуляции* и дробления (измельчения) частиц при их трении друг о друга и о стенки коммуникаций и оборудования.

Системы второго типа образуются при барботаже газа через слой жидкости, кипении и т.д. Характерной особенностью таких систем является то, что при движении элементы дисперсной фазы изменяют форму, а часто и массу.

126. Структурные формы двухфазных потоков

Структура двухфазных потоков весьма разнообразна. Она определяется размерами и распределением элементов дисперсной фазы в сплошной и охватывает все возможные состояния между параллельным раздельным движением двух фаз, имеющих одну общую границу раздела, и смесями с достаточно однородным распределением дисперсной фазы (эмульсии, дымы, туманы, шламы и т.д.).

Сплошная дисперсная фаза, как уже отмечалось, в общем случае, может быть твёрдой, жидкой или газообразной. Случай, когда сплошная фаза твёрдая, относят обычно к особому течению – фильтрации жидкости или газа в твёрдом теле. Если исключить случай твёрдое тело - твёрдое и учесть, что два газа образуют однофазную систему, то всё многообразие двухфазных течений можно свести к семи вариантам комбинации фаз.

Описание закономерностей движения двухфазных систем осложняется неоднородностью их состава и различием скоростей движения фаз.

Для характеристики двухфазных потоков используются две группы параметров. К первой из них относятся расходные параметры, определяемые условиями материального баланса без учёта особенностей относительного движения фаз, ко второй – истинные параметры двухфазной системы, определяемые с учётом относительного движения фаз. Важнейшей расходной характеристикой является *массовый расход M* , равный сумме массовых расходов фаз.

127. Гидравлический расчет трубопроводов для перекачки газожидкостных смесей

Для газожидкостных потоков течение считается установившимся, а фазы – находящимися в состоянии термодинамического равновесия и имеющими одинаковые температуру и давление. При этом может учитываться "проскальзывание" жидкой и газовой фаз, то есть их движение с разными скоростями. В процессе гидравлического расчета двухфазного потока для всех участков производится расчет.

режима двухфазного течения в различных точках трубопровода;

истинного объемного газосодержания (и на его основе расчет истинных скоростей фаз, а также гидростатических потерь на участках с перепадом высот);
потерь на трение;
потерь на местных сопротивлениях;
потерь на ускорение потока;
величины числа Маха.

Для определения режимов течения и выполнения расчета могут использоваться различные методики. Поскольку методы расчет двухфазных потоков в настоящее время интенсивно развиваются, и на сегодняшний момент не существует какого-то универсального общепризнанного подхода.

128. Характеристика трубопровода при перекачке двухфазных потоков

Перекачка двухфазных потоков через трубопровод представляет собой сложный процесс, требующий специального проектирования и управления. Двухфазные потоки могут состоять из жидкости и газа или из двух различных жидкостей. Вот основные характеристики, которые следует учитывать при проектировании и эксплуатации такого трубопровода:

Режимы течения: Двухфазные потоки могут находиться в различных режимах течения, таких как пузырьковый, стратифицированный, или смешанный. При перекачке жидкости и газа часто происходят фазовые переходы, что затрудняет управление процессом.

Равновесие фаз: Важно обеспечить равновесное распределение жидкой и газовой фаз по длине трубопровода. Это может потребовать использования специальных оборудования, таких как разделители фаз или устройства для введения энергии в поток.

Давление и температура: Двухфазные потоки могут создавать неоднородное распределение давления и температуры вдоль трубопровода. Это может привести к возникновению проблем, таких как образование конденсата или обварки труб.

Коррозия и абразивность: Присутствие двух фаз может увеличить скорость коррозии или абразивное износ трубопровода. Необходимо учитывать эти факторы при выборе материала трубы и методов защиты от коррозии.

Управление потоком: Эффективное управление потоком имеет ключевое значение для обеспечения безопасной и эффективной работы трубопровода. Это может включать в себя использование клапанов, регуляторов давления и других устройств.

129. Перекачка газонасыщенных нефтей

Сущность технологии перекачки газонасыщенных нефтей состоит в том, что, поддерживая на последней ступени сепарации давление большее, чем атмосферное, в нефти сохраняют в растворенном состоянии большую часть тяжелых, наиболее ценных компонентов нефтяного газа, а затем обеспечивают такое давление в нефтепроводе, при котором ни в одной его точке растворенный газ из нефти не выделяется.

130. Особенности перекачки газонасыщенных нефтей по трубопроводам

Исследование режимов при перекачке газонасыщенных нефтей невозможно без определения их основных физических параметров: плотности, вязкости, модуля объемной упругости, количества свободного и растворенного газа в нефти и др. Эти параметры могут быть определены двумя способами экспериментальным и расчетным.

131. Основные параметры газонасыщенной нефти

Газосодержание (газонасыщенность) пластовой нефти - это объем газа, растворенного в пластовой нефти.

Газосодержание пластовой нефти определяется по следующей формуле:

$$G=V_{г}/V_{пл.н},$$

где $V_{г}$ - объем газа,

Упл.н - объем пластовой нефти.

Газосодержание пластовой нефти выражают в м³/м³.

Нефть всегда содержит в своем составе растворенные газы.

Исключением являются высоковязкая гипергенно измененная нефть.

Максимальное количество газа, которое может быть растворено в единице объема пластовой нефти при определенных давлении и температуре, называется растворимостью газа V.

Газосодержание может быть равным растворимости или меньше ее.

Его определяют в лаборатории по пластовой пробе нефти, постепенно снижая давление от пластового, при котором отобрана проба, до атмосферного.

Газосодержание пластовой нефти может достигать 300—500 м³/м³ и более, обычное его значение для большинства сортов нефти - 30-100 м³/м³.

Также известно большое число сортов нефти с газосодержанием не выше 8-10 м³/м³.

132. Влияние растворенного газа на параметры работы нефтепроводов

С увеличением количества растворенного газа увеличивается объем нефти, уменьшаются ее плотность и вязкость. Количество растворенного газа мало влияет на вязкость пластовой воды, вязкость пластовой воды в основном зависит от температуры.

133. Трубопроводный транспорт нестабильного газового конденсата

Сущность технологии перекачки нестабильного газового конденсата состоит в том, что, поддерживая на последней ступени сепарации давление большее, чем атмосферное, в нефти сохраняют в растворенном состоянии большую часть тяжелых, наиболее ценных компонентов нефтяного газа, а затем обеспечивают такое давление в нефтепроводе, при котором ни в одной его точке растворенный газ из нефти не выделяется.

В ходе последующей промышленной подготовки производится частичная или полная стабилизация сырого конденсата

134. Технологические схемы головной и промежуточной насосных станций

Технологической схемой НПС называют безмасштабный рисунок, на котором представлена схема размещения ее объектов, а также внутростанционных коммуникаций (технологических трубопроводов) с указанием диаметров и направлений потоков.

1. Принципиальная технологическая схема головной нефтеперекачивающей станции:

I - камера приема средств очистки и диагностики; II - площадка фильтров-грязеуловителей; III - узел предохранительных устройств; IV, VII - узел учета; V - резервуарный парк; VI - подпорная насосная; VIII - магистральная насосная; IX - узел регуляторов давления; X - камера пуска средств очистки и диагностики; XI - емкость сбора утечек с погружным насосом; XII - байпасная (обводная) линия.

2. Принципиальная технологическая схема промежуточной нефтеперекачивающей станции:

I - камера приема средств очистки и диагностики; II - площадка фильтров-грязеуловителей; III - узел предохранительных устройств; IV - емкость для сброса ударной волны; V - емкость сбора утечек с погружным насосом; VI - магистральная насосная; VII - узел регуляторов давления; VIII - камера пуска средств очистки и диагностики

135. Расчет параметров нестабильного конденсата по результатам разгазирования проб

$$Z_{i\text{гк}} = Z_{i\text{гс}} + Z_{i\text{гн}} = Z_{i\text{гс}} + Z_{i\text{гд}} + Z_{i\text{дк}},$$

где $Z_{i\text{гс}}$ – содержание компонента i в газе сепарации, г/м³ (дм³/м³); $Z_{i\text{гн}}$ – содержание компонента i в конденсате газовом нестабильном, г/м³ (дм³/м³); $Z_{i\text{гд}}$ – содержание

компонента i в газе дегазации, г/м³ (дм³/м³); $Z_{идк}$ – содержание компонента i в дегазированном конденсате, г/м³ (дм³/м³).

136. Перекачка сжиженных углеводородных газов

Хранимый газ в емкостях имеет равновесное состояние, поэтому невозможно осуществить самостоятельное движение среды. Для создания движения и подачи газа в трубопровод/газораздаточную колонку из/в авто- или ж/д цистерну и т.д. используется различное оборудование:

насосы для перекачки жидкой фазы СУГ

компрессоры для перекачки газовой фазы СУГ

По своей конструкции и принципу работы выделяются следующие основные типы насосов:

объемные (шиберные, шестеренные), динамические (лопастные центробежные, вихревые самовсасывающие)

центробежные

самовсасывающие (вихревые), погружные, полупогружные

Основные характеристики поставляемых насосных установок для сжиженного углеводородного газа:

давление - 1,6 МПа

производительность - 10-1400 л/мин.

мощность двигателя - до 75 кВт

высота всасывания насоса - 5-310 м

дифференциальное давление - 1,4-1,6 МПа